

2023年8月

# 双碳背景下发电侧储能综合价值 评估及政策研究 (简版)

**CNESA** 中关村储能产业技术联盟  
China Energy Storage Alliance



**自然资源保护协会**  
NATURAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL

## 中国煤炭消费总量控制方案和政策研究 (煤控研究项目)

中国是世界煤炭生产和消费第一大国。以煤炭为主的能源结构支撑了中国经济的高速发展，但也对生态环境造成了严重的破坏。为了应对气候变化、保护环境和减少空气污染，国际环保组织自然资源保护协会 (NRDC) 作为课题协调单位，与政府智库、科研院所和行业协会等 20 多家有影响力的单位合作，于 2013 年 10 月共同启动了“中国煤炭消费总量控制方案和政策研究”项目（即“煤控研究项目”），为设定全国煤炭消费总量控制目标、实施路线图和行动计划提供政策建议和可操作措施，助力中国实现资源节约、环境保护、气候变化与经济可持续发展的多重目标。请访问网站了解更多详情 <http://coalcap.nrdc.cn/>



自然资源保护协会 (NRDC) 是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。请访问网站了解更多详情 <http://www.nrdc.cn/>



中关村储能产业技术联盟创立于 2010 年 3 月，是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织，致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广，促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方，共有国内、国际 500 余家成员单位。同时，联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。

封面图片：新源智储青海格尔木 100MW/200MWh 储能项目

## 研究报告

- 《双碳背景下发电侧储能综合价值评估及政策研究》简版
- 《碳中和目标下山西省煤电产业转型发展和定位研究》
- 《碳中和目标下山西省焦化产业转型发展和定位研究》
- 《汾渭平原深入打好污染防治攻坚战煤炭总量控制研究报告》
- 《面向碳中和的氢冶金发展战略研究》执行摘要
- 《碳中和目标下中国火电上市公司低碳转型绩效评价报告 2022》简版
- 《山东省“十四五”重点耗煤行业减煤路径研究》
- 《双碳目标下的五大发电集团发电业务低碳转型研究》
- 《“双碳”与空气质量改善双目标下的安阳市中长期控煤路径研究》
- 《“双碳”背景下河南省电力行业中长期控煤路径研究报告》
- 《碳达峰与碳中和背景下山东电力行业低碳转型路径研究》执行摘要
- 《内蒙古煤炭生产和消费绿色转型研究》摘要报告
- 《霍林郭勒产业园绿色低碳发展研究》（简本）
- 《内蒙古典型城市煤炭消费与大气质量的关联分析及政策建议》
- 《内蒙古采煤沉陷区生态修复与可再生能源利用研究》
- 《“十四五”山西省非煤经济发展研究》
- 《碳达峰碳中和背景下山西煤电行业转型发展研究》
- 《碳达峰碳中和背景下山西焦化行业转型发展研究》
- 《中国典型省份煤电转型优化潜力研究》
- 《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究》
- 《中国典型省份煤电转型优化潜力研究执行摘要》
- 《碳达峰碳中和目标约束下重点行业的煤炭消费总量控制路线图研究执行摘要》
- 《碳达峰碳中和目标约束下水泥行业的煤炭消费总量控制路线图研究》
- 《碳达峰碳中和目标约束下电力行业的煤炭消费总量控制路线图研究》
- 《碳达峰碳中和目标约束下钢铁行业的煤炭消费总量控制路线图研究》
- 《碳达峰碳中和目标约束下煤化工行业煤炭消费总量控制路线图研究》
- 《山西省“十四五”煤炭消费总量控制政策研究》
- 《“十四五”电力行业煤炭消费控制政策研究》
- 《新冠疫情后的中国电力战略路径抉择：煤电还是电力新基建》
- 《中国散煤综合治理研究报告 2020》
- 《“十三五”时期重点部门煤控中期评估及后期展望》
- 《“十三五”电力煤控中期评估与后期展望》
- 《中国煤控项目“十三五”中期评估与后期展望研究报告》
- 《中国实现全球 1.5°C 目标下的能源排放情景研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《2012 煤炭的真实成本》

请访问网站了解更多详情 <http://www.nrdc.cn/>

# 双碳背景下发电侧储能综合价值 评估及政策研究 (简版)

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟

岳芬、张兴、宁娜、李晨飞、孙佳为

自然资源保护协会

黄辉、林明彻、王杨、吴婧涵

2023年8月



## 免责声明

研究报告内容仅供参考，不构成财务、法律、投资建议、投资咨询意见或其他意见，对任何因直接或间接使用本报告涉及的信息和内容或者据此进行投资所造成的一切后果或损失，研究团队、资助机构和发布机构不承担任何法律责任。

## 版权说明

版权归中关村储能产业技术联盟 (CNESA)、自然资源保护协会 (NRDC) 所有，转载或引用请注明来源。对报告有任何意见或建议，欢迎通过邮箱联系：[hhuang@nrdc-china.org](mailto:hhuang@nrdc-china.org)

# 目录

执行摘要	v
1. 储能在发电侧的应用现状分析	1
1.1 中国发电侧储能应用现状	
1.2 中国发电侧储能典型场景	
2. 不同电源类型的适用储能技术评估	6
2.1 储能技术发展阶段及发展趋势	
2.2 发电侧储能需求及配置原则	
2.3 储能技术评价	
3. 发电侧储能综合价值评估	20
3.1 价值构成及评估方法	
3.2 典型省份商业模式及综合价值对比	
4. 发电侧储能规模化发展的政策建议	36
4.1 面临的挑战	
4.2 市场机制建议	
4.3 技术发展建议	
4.4 项目管理建议	



5. 结论与展望	42
5.1 研究发现	
5.2 发展展望	
参考文献	47
附录	48
附图 1 储能技术评价指标体系	
附表 1 场景 1 辅助火电调频指标权重	
附表 2 场景 2 新能源独配储能指标权重	
附表 3 场景 3 共享储能指标权重	
附表 4 底层指标评价标准	

# 执行摘要

## 1. 课题背景及意义

随着波动性、间歇性可再生能源的快速增长，电力系统将需要更大的灵活性以确保可变可再生能源能够可靠、有效地集成到电力系统中。储能被视为推动可再生能源有效整合的解决方案之一。近两年，国家多项顶层政策均提出大力发展发电侧储能，各省也相继出台了鼓励或强制新能源配建储能的政策，推动了发电侧储能装机迅猛增长，成为国内新型储能装机快速增长的主要驱动因素。

然而，发电侧储能目前更多的是为满足新能源项目并网条件而建设的强制配储项目，缺乏清晰成熟的商业模式和市场机制，储能可获得收益较为有限，难以完全反映储能所具备的多重价值。这导致了储能项目经济性较差、成本疏导不畅，社会投资意愿低，制约了发电侧储能规模化发展。

本课题以新能源配储、火储联合调频、共享储能等三个发电侧储能常见场景为线索，开展如下研究：一是通过分析发电侧储能的应用现状，提出发电侧储能的典型场景和未来规模化发展面临的挑战；二是针对三个发电侧储能常见场景，分别建立储能技术适用性评价指标体系，从多个维度定量评估不同储能技术路线和应用场景的适用程度；三是提出储能综合价值评估流程和方法，评估发电侧储能在三个常见场景下的综合价值，包括系统调节、减煤减碳等；四是通过研究山东、广东、山西、甘肃四省的储能发展需求、发电侧储能的应用情况及项目经济性，分析其在技术选择和商业模式上的特点，总结存在的不足。课题在总结发电侧储能参与电力市场的障碍并分析问题成因基础上，提出未来新型储能规模化、市场化发展的政策建议。

## 2. 主要研究发现

(1) 新能源单独配储、火储联合调频、共享储能是目前国内发电侧储能的主要应用场景。

发电侧储能从用途上看主要有两类：第一类是辅助火电动态运行，减少设备维护和设备更换的费用，提高火电机组的发电效率，进而减少碳排放，以火储联合调频场景为主。第二类是实现新能源友好并网，可减小风力和光伏发电间歇性、随机性的影响，可促进新能源的开发和利用，以单个新能源场站单独配储和多个新能源场站共享配储两个场景为主。清洁能源基地外送、源网荷储一体化等场景处于发展的初级阶段。

(2) 从区域上看，不同地区电源的结构类型、装机规模和出力特性等是影响发电侧储能配置的关键因素，储能技术选择及规模确定应根据本地电源基础数据，结合电网需求开展。

水电大省具有明显的丰水期和枯水期，一般有外送需求，需要重点关注氢能等跨季节储能或采用风光水互补方案，配置规模宜综合考虑利用率和经济效益，经过技术经济性比较后确定。火电大省多为负荷中心，一般有多个特高压直流落点，对储能的需求主要是满足本地新能源消纳、调峰调频、紧急功率支撑等，宜结合电源分布、负荷分布和电网网架等因素，采用就近部署原则，选择关键电网节点配置。新能源大省对储能的需求主要是在保障电网安全前提下，满足新能源本地消纳和外送，解决系统多时间尺度有功功率不平衡等，应在分析风电、光伏出力特性的基础上，结合平滑输出功率波动、跟踪计划出力曲线、削峰填谷、辅助频率调节、提供电网调峰、无功电压支撑等应用场景综合确定。

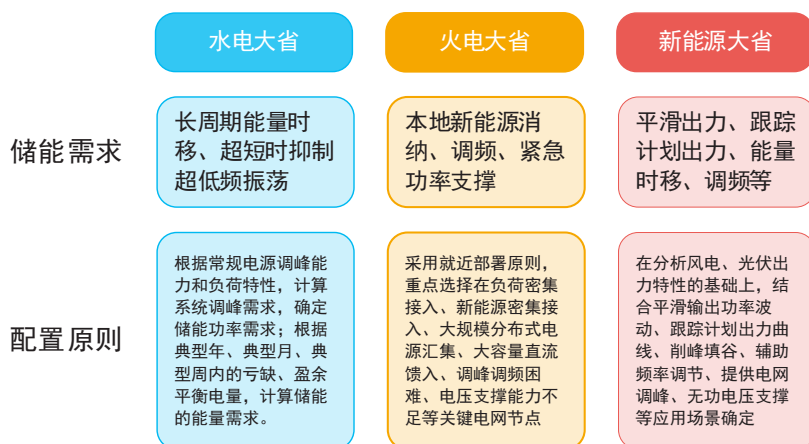


图 1: 水电、火电、新能源大省储能需求和配置原则



(3) 新型储能技术种类多，不同储能技术在成本、效率、规模、安全、性能等方面各有优劣。储能技术适用性评价与场景紧密相关，首先要保证技术可行性，功率等级、充放电时长、充放电倍率、响应时间是影响储能技术选型的关键指标。

本项目采用关键指标初步筛选法、层次分析法、模糊综合评价相结合的方法，针对辅助火电调频、新能源配储能、共享储能 3 种典型发电侧储能应用场景，进行储能技术适用性评价，评价结果如表 1 所示。

表 1：不同应用场景下储能技术适用性评价结果

应用场景	关键性能指标适用性初步筛选		二次综合评价得分	
	入选技术	未入选技术	具体评价结果	所处水平
辅助火电调频	飞轮、磷酸铁锂、三元锂、钛酸锂、钠离子	抽蓄、压缩空气、铅酸、全钒液流、铁铬液流、钠硫	磷酸铁锂 > 飞轮储能 > 钠离子 > 三元锂 > 钛酸锂	“较差”和“一般”之间
新能源配储	飞轮、磷酸铁锂、三元锂、钛酸锂、钠离子、钠硫	抽蓄、压缩空气、铅酸、全钒液流、铁铬液流	磷酸铁锂 > 钠离子 > 钠硫电池 > 三元锂 > 飞轮储能 > 钛酸锂	“较差”水平
共享储能	抽蓄、压缩空气、磷酸铁锂、三元锂、钛酸锂、钠离子、全钒液流、铁铬液流、钠硫	飞轮、铅酸	压缩空气 > 抽蓄 > 铁铬液流 > 全钒液流	“一般”和“较好”之间
			磷酸铁锂 > 钠离子 > 钛酸锂 > 钠硫电池 > 三元锂	“较差”和“一般”之间

注：评价流程及评价方法详见报告正文 2.3 储能技术评价章节。

(4) 储能发挥的价值跨越了电力系统价值链（发电、输电、配电和用户）之间的界限，具有明显的“外部性”。但随着新型电力系统建设的深入推进，加之电力市场化改革进程加速，储能带来的外部价值，有望逐步得到认可。

储能系统运行带来的外部影响会通过电网传导给其他主体，部分价值由于作用主体不易清晰界定导致储能运营商未获得这部分收益。储能价值可分为“直接价值”和“间接价值”两部分，如表 2 所示。其中，“直接价值”指当前市场规则下，储能可获得的“可见”收益；“间接价值”指市场不完善情形下，暂时还无法货币化或无法由项目业主直接实现的价值。通过比较系统中有、无储能两种情况下系统成本和综合收益变动情况，可全面评估储能带来的价值。

表 2：储能的价值分类表

应用类型	响应时间	时长要求	直接价值	间接价值
弃电增发 / 削峰填谷	分钟级	几小时	提升新能源富集地区送出水 平，减少新能 源弃电量，缓 解调峰压力。	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 代替火电深度 / 启停调峰，提升机组安全性及寿命；</li> <li>• 提高火电发电效率，节煤降碳；</li> <li>• 延缓电网升级、扩建；</li> <li>• 平滑负荷曲线，降低线损。</li> </ul>
辅助一次调频	毫秒 ~ 秒	30 秒 ~ 几分钟	减少一次调频 考核，满足并 网要求	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 保障电网安全：在响应速率、输出稳定性、防范频率二次跌落等方面有显著优势；</li> <li>• 相较基于新能源场站预留备用容量参与一次调频的策略，通过配储参与与新能源一次调频可促进新能源消纳；</li> <li>• 减少火电机组一次调频次数，提升机组安全性，提升发电效率，减少碳排放。</li> </ul>
辅助二次调频	几秒 ~ 十几秒	30 分钟 ~1 小时	提升火电燃煤 机组响应速 率、爬坡速率， 提升系统整体 调频能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 火电机组受限于出力特性，频繁自动发电控制（AGC）调节造成的火电机组设备疲劳和磨损，降低机组安全性及使用寿命；</li> <li>• 火电机组频繁参与 AGC 调频，会降低发电效率，增加机组碳排放量，加剧电厂环保压力；</li> <li>• 快速调频资源如储能系统的引入，会带来电力系统调频资源总需求量的减少。</li> </ul>

目前，在容量价值方面，山东出台相关政策和市场机制，储能参与现货市场可获得容量电价补偿；电能量价值方面，4 个现货省份都可获得价差收益，但价差收益有限；调节价值方面，目前主要反映在一次调频和二次调频上，收益性相对较好。间接价值由于涉及多个主体，价值量难以测算，尚未得到相应补偿，特别是带来的间接减煤减碳价值，取决于应用场景和使用频次，动作次数越频繁，利用率越高，单位储能投资减煤、减碳价值越大，根据各省“十四五”储能规划和电力市场建设情况，各类价值估算如表 3 所示。

表 3：调研省份发电侧储能综合价值对比

对比项 \ 省份	山东	广东	山西	甘肃
现有装机	705.7MW	822MW	131.7MW	137.5MW

对比项		省份	山东	广东	山西	甘肃
规划装机			4500MW	2000MW	6000MW	6000MW
商业模式			多重服务	火储联合调频	火储联合调频、一次调频	多重服务
直接价值	容量收益	单位价格	300元/kW·年 60元/kW·年 <sup>1</sup>	/	/	上限300元/MW·日
		频繁程度	10年、5年	/	/	无法确定
	电量收益	单位价格	0.4~0.5元/kWh	<0.4元/kWh	>0.6元/kWh	<0.4元/kWh
		频繁程度	1个循环/天	暂无	暂无	无法确定
	调节收益	单位价格	无法同时参与现货和辅助服务	5.5~15元/MW	5~10元/MW	15元/MW
		频繁程度	无	5~10个循环/天	5个循环/天、超过5个循环/天	无法确定
投资回收年限			8年以上	3年左右	3~5年、2年内	5年左右
间接价值	年减煤量		69万吨	28.8万吨	158万吨	无法确定
	年减碳量		182万吨	76.3万吨	417万吨	无法确定

(5) 储能技术将不断提高其安全性、可靠性和降低成本，未来趋势将主要呈现大容量、低成本、长时间、高效率等发展特征，以匹配新型电力系统建设和可再生能源加速发展的需要。

规模方面，发电侧储能随着风电、光伏渗透率提升，2030年前的复合增长率达到50%左右，预测到2025年、2030年，新型储能装机将分别达到55.9GW、166.8GW，发电侧储能装机将分别达到22.4GW、75.1GW；

初始投资成本方面，到2030年，钠离子电池、飞轮储能、磷酸铁锂电池有32%、40%、40%的下降空间，压缩空气储能和全钒液流电池有33%的成本下降空间；

储能时长方面，2021年新增的新型储能平均储能时长为2.0小时，预测随着新能源渗透率的提高，电力系统对4小时以上储能需求逐渐增加，预测储能时长会由当前2小

1 容量租赁约为300元/kW·年，容量电价补偿约60元/kW·年。

时增长到 2030 年的 3.2 小时。

## 3. 挑战和政策建议

(1) 挑战方面，发电侧储能面临技术经济性尚不能满足规模化应用要求、政策和市场机制不完善、运营收益不乐观、投资风险大等制约。

技术性能方面，尽管目前储能技术众多，但不同储能技术性能差异较大，尚不能同时满足大容量、高安全、长寿命、低成本等要求。电化学储能装机占新型储能装机的 90% 以上，过去几年，全球发生超过 70 起储能安全事故，安全是电化学储能系统大规模应用中最突出、最受关注的问题。锂离子电池储能系统使用寿命在 10 年以内，实际寿命低于风、光等新能源场站 25 年的使用寿命。新型储能技术度电成本较高，部分储能技术的度电成本是当前抽水蓄能电站度电成本的 2 倍以上。

政策和市场机制方面，国外储能项目除了可获得可观的税收优惠或补贴外，还获得多方面的市场化收益，包括现货市场能量套利、辅助服务收益、容量收益等。国内储能财政补贴政策力度小，可参与的电力市场及获取的收益十分有限。只有消除储能参与电力市场的障碍，储能才能实现稳定、可持续的发展。评估不同场景下各类储能的真实价值，合理制定规则实现利益相关主体的权责统一，是推动储能参与电力市场的重要保障。

运营收益及风险方面，大部分新能源尚未进入市场，新能源配建储能无法获得市场收益，回报率低，电站方主动投资配套储能的动力不强。火储联合调频是目前市场化程度最高、投资回报相对较好的应用领域，配置电池储能可以有效改善火电机组的调频性能，降低机组被考核风险，增加火电厂调频收益，但也面临着市场规模有限、市场机制不完善等问题。

(2) 政策建议方面，发电侧储能规模化发展需要在电力市场规则完善、多重收益叠加、容量补偿机制建立、建立和完善体现绿色价值的政策、不同时间尺度及混合储能技术研发及示范应用等方面发力。

**市场规则完善：**建立储能与新能源联合参与市场的交易机制，尽快出台独立储能参与现货市场交易细则，逐步放宽准入条件、允许市场主体由价格接受者逐步向报量报价过渡。建议各区域适时建立备用、爬坡、转动惯量、无功平衡服务等新的辅助服务交易品种，尽快出台或完善储能 + 火电、储能 + 新能源、独立储能等不同形式参与辅助服务市场规则。

**多重收益叠加：**允许储能以多种方式（储能 + 新能源、储能 + 火电、独立储能）灵

活参与多个细分市场,如现货+调频、调峰+调频等,使其能够在各类市场中进行灵活交易,充分发挥其灵活性和系统价值。

**建立容量补偿机制:** 目前电力市场的建设刚刚起步,相关政策和规则还不完善,尚不能支持以调峰或价差套利为主要收益来源的大规模独立储能完全通过市场回收成本。研究电力市场未成熟阶段储能容量补偿机制,识别技术类型、储能时长、投资成本、使用寿命等影响容量补偿标准制定的关键因素,建立容量补偿标准制定依据及动态调整办法。

**建立和完善体现绿色价值的政策:** 储能在不同应用场景下减煤、减碳机理不同,研究储能在不同应用场景下的绿色价值测算方法和评价体系,尽快建立体现储能绿色价值的政策体系,理顺“电-证-碳”市场的关系,建立“电-证-碳”市场协同机制,使储能的绿色价值得到充分体现,推动新能源和储能协同发展。

**多元化储能技术研发和应用:** 以推动新型储能多元化、产业化、商业化发展为目标,开展典型应用场景的各类新型储能技术示范,特别是要根据新型电力系统发展阶段的需要,提前谋划新型储能的技术类型和示范布局。以面向高比新能源接入的长时储能需求为例,当前,新型储能应用以2小时为主,随着新能源渗透率的不断提高,4小时以上、30分钟以下不同时间尺度的储能需求会越来越大。推动30分钟以下、4小时以上时间尺度上的储能技术从示范验证走向规模化应用。

**混合储能技术研发及应用:** 目前,锂离子电池储能系统全寿命周期循环次数在6000次左右,在诸如一次调频、二次调频等动作频繁的场景,一般不到2年就需要更换部分或全部电芯,即使不考虑循环次数和衰减因素,10年左右的日历寿命也无法和风电、光伏25年以上的寿命相匹配。利用两种或多种储能技术配合应用可实现性能上的优势互补,避免单一型储能功能制约和不足。建议研发锂电+飞轮、锂电+超级电容等混合储能的优化配置、能量管理、协同控制等技术,加快制定混合储能设计、安装、运行等相关标准,推动混合储能在电力系统中的应用。



# 储能在发电侧的应用 现状分析

## 1.1 中国发电侧储能应用现状

截至 2022 年底，发电侧储能累计装机规模超过 6GW，同比增长 137%，其中，新增投运规模超过 3.5GW，同比增长 248%。过去 5 年，发电侧新型储能累计装机复合增长率超过 110%<sup>[1]</sup>。

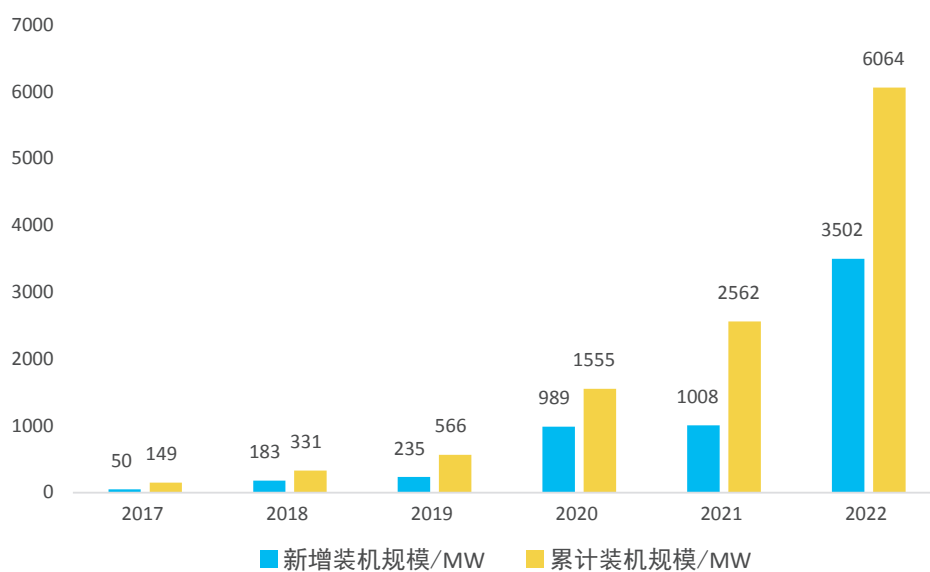


图 1-1: 中国已投运发电侧新型储能装机（2017~2022 年）

数据来源：CNESA DataLink 全球储能数据库

过去 10 年，电源侧新型储能装机比例在 21.2%~47.6% 之间，其中 2020 年电源侧新型储能装机占比最高为 47.6%，2022 年略有下降，为 46.4%。

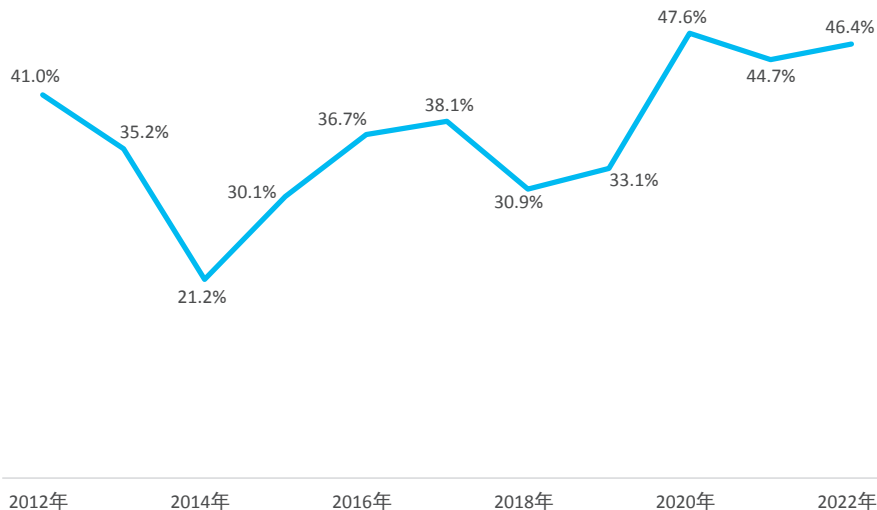


图 1-2: 中国发电侧新型储能装机占比（2012~2022 年）

数据来源: CNESA DataLink 全球储能数据库

从新型储能项目的接入位置来看, 电源侧, 无论是累计装机规模还是新增装机规模, 继 2020 年同期首次位列第一之后, 连续两年继续保持了装机规模第一的位置, 累计装机所占比重超过 40%。

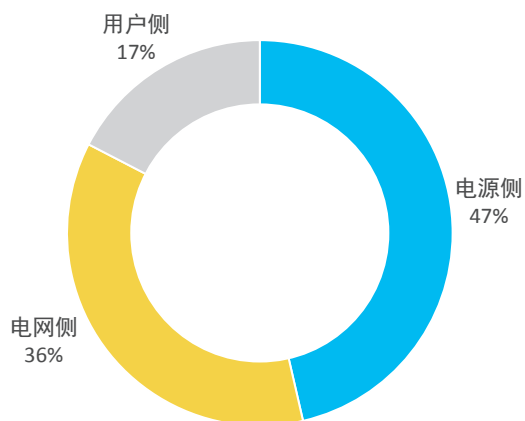


图 1-3: 中国已投运新型储能项目的应用累计装机分布（截至 2022 年底）

数据来源: CNESA DataLink 全球储能数据库



发电侧储能技术分布上，锂离子电池占比为 98.76%，其次为液流电池的 0.61%，铅酸电池占比为 0.42%、超级电容和飞轮占比都在 0.1% 以下。

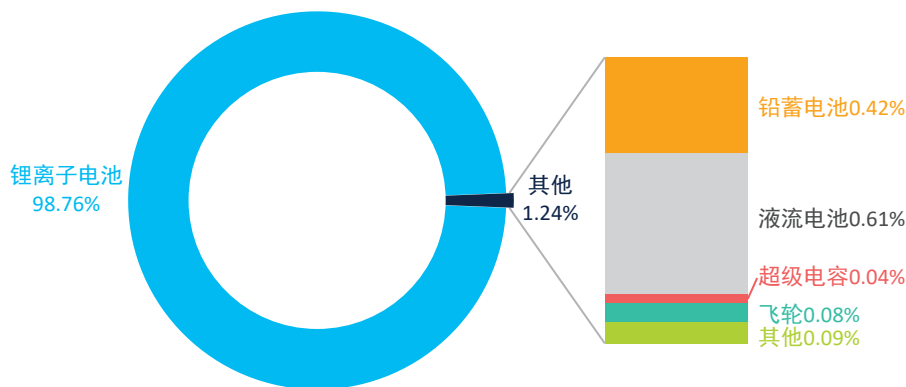


图 1-4: 中国发电侧新型储能技术分布（截至 2022 年底）

数据来源：CNESA DataLink 全球储能数据库

## 1.2 中国发电侧储能典型场景

### （1）新能源配置储能

高比例新能源场景下，风光发电将面临出力预测困难、与电网实时平衡的要求不匹配、局部时段可靠出力不足、合理消纳代价大等方面的挑战。

首先，风电、光伏发电具有较大的随机性、波动性，高精度功率预测更难，随着新能源装机规模的扩大，预测绝对误差将进一步扩大，大大增加发电计划制定的难度和对储能容量的需求。

其次，现阶段电力负荷多呈现午、晚高峰的双峰特点，然而，风电大发一般是在后半夜，光伏在晚高峰出力基本为零。

然后，新能源机组不能提供与装机容量相对等的发电能力，可信容量低，在大规模并网后，直接影响着系统的稳定性与安全性。



最后，大规模新能源接入电网，消纳成本高。据相关研究测算，“十四五”期间，为确保年均新增1亿千瓦以上的新能源维持在合理的利用水平，在抽水蓄能、调峰气电按预期投运的基础上，还需要新增火电灵活性改造1.2亿千瓦以上，建设3000万~5000万千瓦（≥2小时）的新型储能。

### （2）发电侧共享储能

尽管光伏和风电在大部分地区实现了平价上网，但项目经济性还比较差，单个新能源电站单独配置储能进一步恶化光伏、风电项目的经济性，不利于新能源的发展。新能源渗透率较高的地区，在新能源汇集站建设共享储能满足规模化新能源并网需求，可降低储能资源闲置率、分散投资风险、提高储能系统的经济性。

### （3）辅助火电调频

火电机组与储能联合调频基本原理是在传统火电机组中增加储能设备，火电机组和储能装置分别为响应AGC指令的基础单元和补充的快速响应单元，利用储能装置快速调节输出功率的能力，达到改善机组AGC响应速度和精度的目的。

### （4）大型清洁能源基地外送

我国新能源多集中在远离中东部负荷中心且本地负荷低迷的西北部地区，受新能源富集地区本地消纳能力低的限制，大规模集中开发新能源发电需要输送到区域电网甚至跨区电网进行消纳。随着储能成本的大幅下降，规模化储能技术应用的市场前景逐渐显现，是解决新能源大规模送出的关键技术之一。

### （5）源网荷储一体化

“源网荷储一体化”是一种可实现能源资源最大化利用的运行模式和技术，通过源源互补、源网协调、网荷互动、网储互动和源荷互动等多种交互形式，从而更经济、高效和安全地提高电力系统功率动态平衡能力，是构建新型电力系统的重要发展路径。

# 2

## 不同电源类型的适用 储能技术评估

目前储能技术的开发利用还处在多样化发展阶段，不同的储能技术所具有的技术经济优势和局限性差异很大，故其适用于哪些领域，需要进一步具体分析。只有坚持技术上可行可靠、成本经济的路线，才能具有大规模商业化应用的前景。因此，有必要对储能技术的具体特性进行综合评价，为储能项目的技术选型提高参考。

## 2.1 储能技术发展阶段及发展趋势

从全球来看，截至 2022 年底，抽水蓄能、传统压缩空气、储冷储热、铅蓄电池、锂离子电池都进入了商业化应用；先进压缩空气、飞轮、液流电池处于推广应用阶段，已非常接近商业化应用；钠离子电池、超级电容器等储能技术处于示范应用阶段<sup>[2]</sup>。

从中国来看，先进压缩空气储能、全钒液流电池储能、钠离子储能等技术的研发和应用走在世界前列，处于世界领先水平；铅蓄电池、锂离子电池、储冷储热处于并跑阶段；抽水蓄能、飞轮储能、超级电容器在一些关键技术上落后于世界。

目前主流应用储能技术的主要性能比较如下表所示。当前，磷酸铁锂为最主要的新型储能技术，同煤电比较，初始投资成本与煤电持平，度电成本相对较高。从初始投资上看，近两年，10 万千瓦 2 小时的磷酸铁锂储能系统初始投资成本为 2800~4400 元 / kW，30 ~ 60 万千瓦国产机组 3500~4500 元 / kW，二者成本相差不大。从度电成本看，火电在电煤 1000 元 / 吨情况下度电成本为 0.35~0.4 元 / kWh，储能在“两充两放”情况下为度电成本为 0.6~0.7 元 / kWh。

表 2-1：化学储能技术经济性比较

	铅炭电池	磷酸铁锂电池	钛酸锂电池	镍钴锰酸锂电池	钠硫电池	全钒液流电池
功率规模 (MW)	1~100	100~300			50	100
能量密度	50-80Wh/kg	120-180Wh/kg	60-80Wh/kg	170-240Wh/kg	150-300Wh/kg	12-40Wh/kg
功率密度	150-500W/kg	1500-2500W/kg	3000W/kg	3000W/kg	22W/kg	50-100W/kg

	铅炭电池	磷酸铁锂电池	钛酸锂电池	镍钴锰酸锂电池	钠硫电池	全钒液流电池
响应时间	毫秒级	毫秒级			毫秒级	百毫秒级
寿命(年)	5-8	8-10			~15	5-15
寿命(循环次数)	1000-3000次	3000-10000次	10000次	2000-6000次	4500次	10000-15000次
充放电效率(%)	70-90%	85-98%	>95%	>95%	75-90%	75-85%

表 2-2：物理储能技术经济性比较

	抽水蓄能	飞轮储能	压缩空气储能	超级电容	超导储能
功率规模(MW)	90-3600	1-22	1-300	0.01	10-100MJ
能量密度	0.5 - 2Wh/L	20-80Wh/kg	3-6Wh/L	1.5-2.5Wh/kg	1.1Wh/kg
功率密度	0.1-0.3W/L	4500W/kg	0.5-2.0W/L	1000-10000W/kg	5000W/kg
响应时间	分钟级	毫秒级	分钟级	毫秒级	毫秒级
寿命(年)	40-60	20年以上	30-40	15	30
寿命(循环次数)	>10000次	百万次~千万次	上万次	十万次以上	无限次
充放电效率(%)	71~80%	85-95%	45-75%	>90%	>95%

预计各类储能技术发展目标如下，预计到 2030 年，压缩空气、全钒液流电池、飞轮储能在初始投资成本上，预计有 30%、50%、50% 以上的下降空间，磷酸铁锂电池、钠离子电池在循环寿命、初始投资成本上都具有较大的改进空间。

表 2-3：主要储能技术关键指标预测<sup>2</sup>

储能技术	指标名称	时间		
		2021	2025	2030
抽水蓄能	循环寿命（次）	>10000	>10000	>10000
	系统效率	70%~80%	75%	82%
	日历寿命（年）	40~60	40~60	40~60
	系统成本（元 /kW）	5500	6600	7200
	储能时长（小时）	4~6	4~6	4~8
	响应时间	分钟级	分钟级	分钟级
压缩空气	循环寿命（次）	>10000	>10000	>10000
	系统效率	40%~70%	70%	75%
	日历寿命（年）	30	30	30
	系统成本（元 /kW）	6000	5500~6500	4000~6000
	储能时长	4 小时	4~8 小时	4~12 小时
	响应时间	分钟级	分钟级	分钟级
飞轮	循环寿命（次）	百万~千万	百万~千万	百万~千万
	系统效率	80%~90%	90%	92%
	日历寿命（年）	≥20	≥20	≥20
	系统成本（元 /kW）	15000	10000	6000
	储能时长（小时）	<1 分钟	<1 分钟	<1 分钟
	响应时间	毫秒级	毫秒级	毫秒级
铅酸电池	循环寿命（次）	1000~3000	1000~4000	1000~5000
	系统效率	60%~75%	60%~75%	60%~75%
	日历寿命（年）	5	8	10
	系统成本（元 /kWh）	1500	1300	1100
	储能时长（小时）	4~10	4~10	4~12
	响应时间	毫秒级	毫秒级	毫秒级

<sup>2</sup> 系统成本为折算成单位容量的成本，物理储能采用单位 kW、化学储能采用单位 kWh。

储能技术	指标名称	时间		
		2021	2025	2030
磷酸铁锂电池	循环寿命（次）	3000~10000	12000	15000
	系统效率	80%~88%	88%	90%
	日历寿命（年）	10	15	20
	系统成本（元/kWh）	1400~2200	1300元	1200
	储能时长（小时）	2	2~4	2~4
	响应时间	毫秒级	毫秒级	毫秒级
全钒液流电池	循环寿命（次）	15000	15000	20000
	系统效率	65%~75%	75%	80%
	日历寿命（年）	15	20	20
	系统成本（元/kWh）	3000	2000~2500	1800~2000
	储能时长（小时）	4	4~8	4~12
	响应时间	百毫秒级	百毫秒级	百毫秒级
钠离子电池	循环寿命（次）	4000	6000	10000
	系统效率	80%	85%	88%
	日历寿命（年）	8年	10年	15年
	系统成本（元/kWh）	2500	1500	1000
	储能时长（小时）	2	2~4	2~8
	响应时间	毫秒级	毫秒级	毫秒级

## 2.2 发电侧储能需求及配置原则

发电侧配置储能应根据电源基础数据<sup>3</sup>，并结合电网需求开展，宜以省级或地市级电网为单位开展。配置原则如图 2-1 所示。

<sup>3</sup> 包括电源类型、电源结构、装机规模、布局情况、出力特性、调峰调频特性、黑启动能力、发电量、年利用小时、检修停运时间等

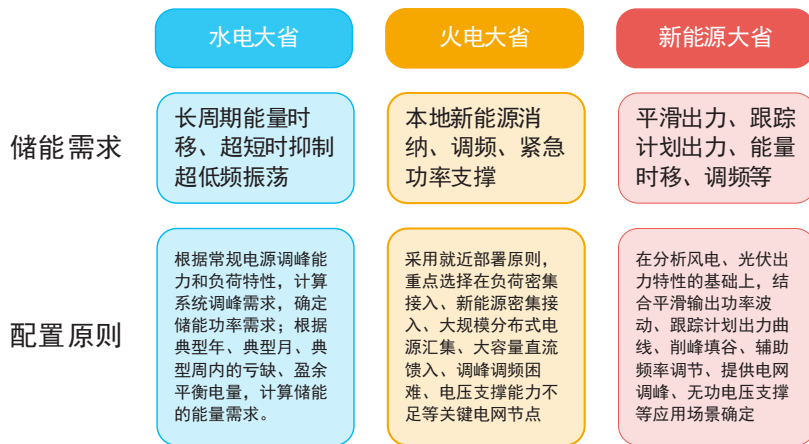


图 2-1：水电、火电、新能源大省储能需求和配置原则

## 2.2.1 水电大省储能需求

### (1) 储能需求

#### 1) 长周期能量时移需求

水电机组具有明显的丰水期和枯水期，季节性负荷大的波动，枯水期电力缺口是由于电量不足导致的，储能方面需要重点关注氢能等跨季节储能系统或采用风光水互补方案。目前的新型储能时长大多在 8 小时以下，难以发挥装机替代作用。

#### 2) 超短时抑制超低频振荡需求

水电机组具有水锤效应，对于含高比例水电电力系统，其频率特性呈现弱阻尼性，导致系统频率容易发生超低频率的持续振荡现象（即超低频振荡），降低了电力系统频率稳定水平。

储能应用于超低频振荡抑制，既不需要修改水电机组的原有控制系统，也不需要调整水电机组调速系统的控制死区、频率放大倍数和 PID 参数等主要参数，从而有利于保留水电机组一次调频调节量大和调节速率快的优势，进而不会影响电力系统的负荷快速跟踪和频率快速调整的能力。

### (2) 配置原则

1) 系统长周期调峰需求应根据电力、电量、峰谷差分析确定。

2) 用于系统长周期调峰的储能电站功率与能量配置规模宜考虑储能利用率和经济效益，经过技术经济性比较后确定。



## 2.2.2 火电大省储能需求

### (1) 储能需求

截至到 2020 年底，我国山东、内蒙古、江苏、广东、河南、山西、新疆、安徽八省煤电装机容量都超过 5000 万千瓦，占我国煤电总装机容量的 53.9%<sup>[3]</sup>。火电装机占比大的省份，储能主要是满足新能源消纳、调频、紧急功率支撑等。

### (2) 配置原则

对于提供系统调峰、紧急功率支撑等应用场景，应根据电力系统需求预测结果，确定储能电站的功率和能量规模、布局位置、建设时序。具体要求如下：

1) 储能电站的配置功率和能量规模应根据其多场景综合支撑能力，经技术经济分析确定；

2) 储能电站的布局位置应根据其应用场景，结合电源分布、负荷分布和电网网架等因素，采用就近部署原则，重点选择在负荷密集接入、新能源密集接入、大规模分布式电源汇集、大容量直流馈入、调峰调频困难、电压支撑能力不足等关键电网节点；

3) 储能电站建设时序应根据负荷逐年预测结果、电源与电网项目建设时序确定，满足电力系统对储能电站的逐年规划配置需求。

## 2.2.3 新能源大省储能需求

### (1) 储能需求

随着波动性可再生能源渗透率的提高而逐步增多，风电、光伏出力的随机性、波动性和不确定性导致了系统多时间尺度有功功率不平衡，主要包括平滑输出功率波动、跟踪计划出力曲线、削峰填谷、辅助频率调节、提供电网调峰等。

### (2) 配置原则

1) 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的额定功率和额定能量应在分析风电、光伏出力特性的基础上，结合平滑输出功率波动、跟踪计划出力曲线、削峰填谷、辅助频率调节、提供电网调峰、无功电压支撑等应用场景确定。

2) 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的额定功率与额定能量应根据储能的多应用场景利用能力和综合经济效益，经技术经济比较确定。

3) 风电场、光伏电站配置电化学储能电站的建设时序应结合风电场、光伏电站分批次建设情况，以及场站及其汇集站送出线路的输送能力确定。

4) 单个风电场、光伏电站配置的电化学储能电站并网点宜选择在风电场、光伏电站内部。

5) 同一区域内风电场、光伏电站采用多场站汇集方式接入电网时, 电化学储能电站的额定功率和额定能量应在分析汇集站的综合出力特性基础上确定, 并网点宜选择汇集站升压变低压侧母线。

6) 不同区域风电场、光伏电站配置共享型电化学储能电站时, 电化学储能电站的额定功率和额定能量应在分析各场站出力叠加后的综合出力特性基础上确定, 并网点应根据电化学储能电站建设位置及周边电网接入条件综合确定。

## 2.3 储能技术评价

### 2.3.1 评价方法及流程

目前, 由于储能技术发展仍不成熟, 大量储能特征量仍以定性语言或者数据区间表征, 定性、定量指标参杂且涉及大量模糊因素, 适合采用模糊综合评价法进行评价。

本报告针对辅助火电调频、新能源独配储能、共享储能 3 种典型发电侧储能应用场景, 进行储能技术适用性评价。

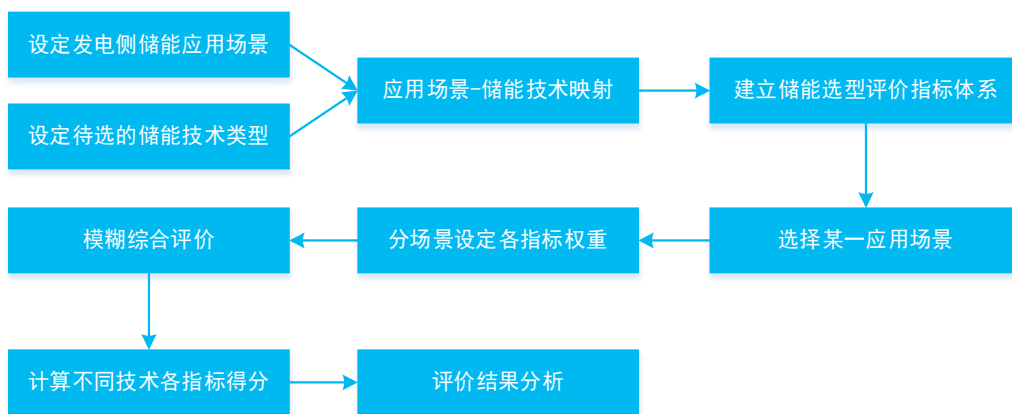


图 2-2: 储能技术评价实施流程

### 2.3.2 应用场景 – 储能技术映射

储能技术选型首先要保证技术可行性，一些关键技术指标如功率等级、充放电时长、充放电倍率、响应时间等决定了储能技术的选型。基于这些关键技术指标建立应用场景和储能技术的映射，用于初步筛选适用不同场景的储能技术。

表 2-4：不同应用场景下储能技术分组（按关键技术指标筛选）

应用场景	入选的储能技术	未入选的储能技术	技术门槛
场景 1： 辅助火电 调频	飞轮、磷酸铁锂、三元 锂、钛酸锂、钠离子	抽蓄、压缩空气、铅酸、 全钒液流、铁铬液流、 钠硫	放电倍率：1C 及以上； 功率等级：几 MW~ 几十 MW； 储能时长：30min~1 小时； 响应时间：秒级； 功率密度：要求有较高值； 寿命：10 年以上
场景 2： 新能源独 配储能	飞轮、磷酸铁锂、三元 锂、钛酸锂、钠离子、 钠硫	抽蓄、压缩空气、铅酸、 全钒液流、铁铬液流	功率等级：几 MW~ 几十 MW； 储能时长：15min~4 小时； 响应时间：秒级； 寿命：10 年以上。
场景 3： 共享储能	抽蓄、压缩空气、磷酸 铁锂、三元锂、钛酸锂、 钠离子、全钒液流、铁 铬液流、钠硫	飞轮、铅酸	放电倍率：1C 及以下； 功率等级：几十 MW~ 几百 MW； 储能时长：2 小时及以上。

### 2.3.3 指标体系及权重设置

根据评价对象和评价目的，建立包含技术、成本、环境和可持续性 4 类指标的综合评价指标体系，见附图 1。

指标权重和应用场景紧密相关，本报告采用层次分析法（AHP）分别对 3 个场景下的指标权重进行赋权，见附表 1-3。

### 2.3.4 模糊综合评价

模糊综合评价是以模糊数学为基础，应用模糊关系合成的原理，将一些边界不清、不易量化的因素定量化，从多个因素对被评价事物隶属等级状况进行综合性评价的一种方法。评价实施流程见下图。

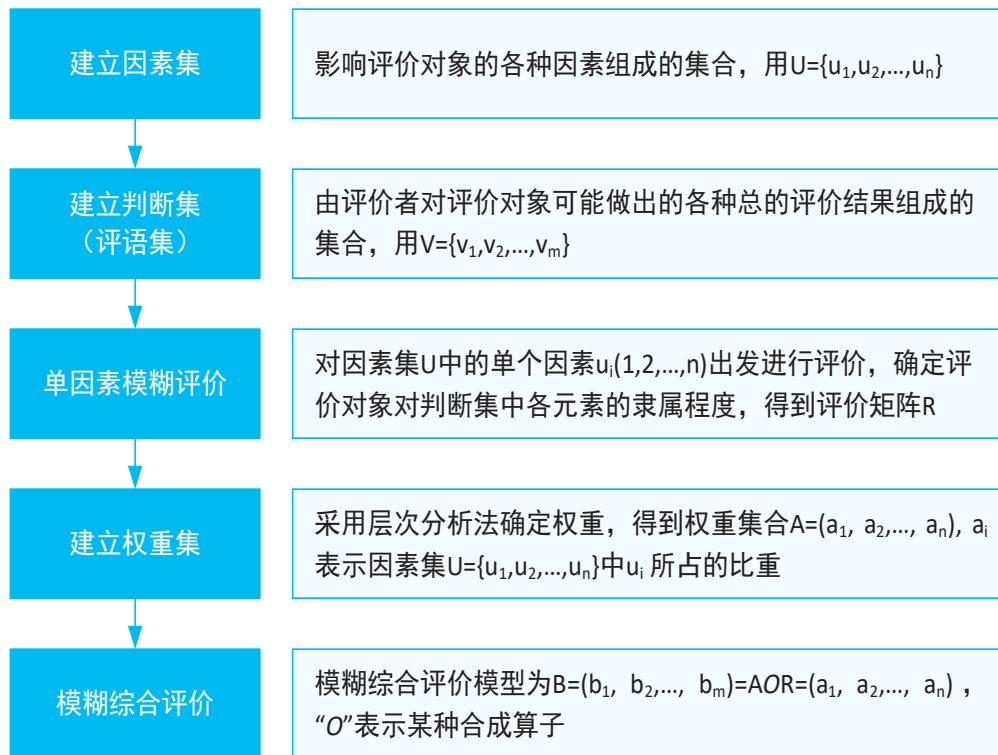


图 2-3：模糊综合评价实施流程

因素集即为建立的评价指标体系，判断集（评语集）是由评价者对评价对象可能做出的各种总的评价结果组成的集合，本报告中，评价模型的评语分为 5 个等级（很好、较好，一般，较差，很差）。因素集取不同值时，得分标准见附表 4。最后，对不同场景下各类储能技术的因素集进行专家打分，得到该技术的得分情况。

### 2.3.5 评价结果

场景 1（辅助火电调频）注重储能技术性能（技术权重占 46.7%），适合场景 1 的 5 类储能技术整体得分不高，处于“较差”和“一般”之间，磷酸铁锂得益于技术及成本

优势，得分最高，飞轮次之；钛酸锂由于成本最高，得分最低。具体排名如下：磷酸铁锂 > 飞轮 > 钠离子 > 三元锂 > 钛酸锂。

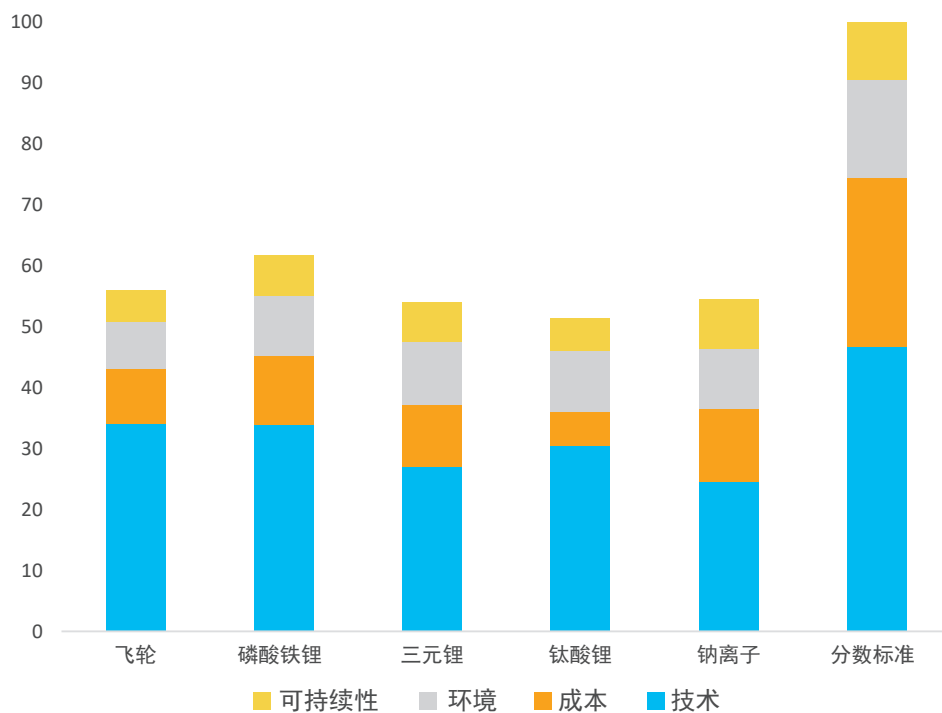


图 2-4: 适合场景 1 的 5 种储能技术排名

场景 2 (新能源独配储能) 成本权重占 60% 以上, 适合场景 2 的 6 类储能技术得分全部处于“较差”水平, 各技术得分相差不大, 磷酸铁锂得益于技术及成本优势, 得分最高; 钛酸锂由于成本最高, 得分最低。具体排名如下: 磷酸铁锂 > 钠离子钠硫 > 三元锂 > 飞轮 > 钛酸锂。

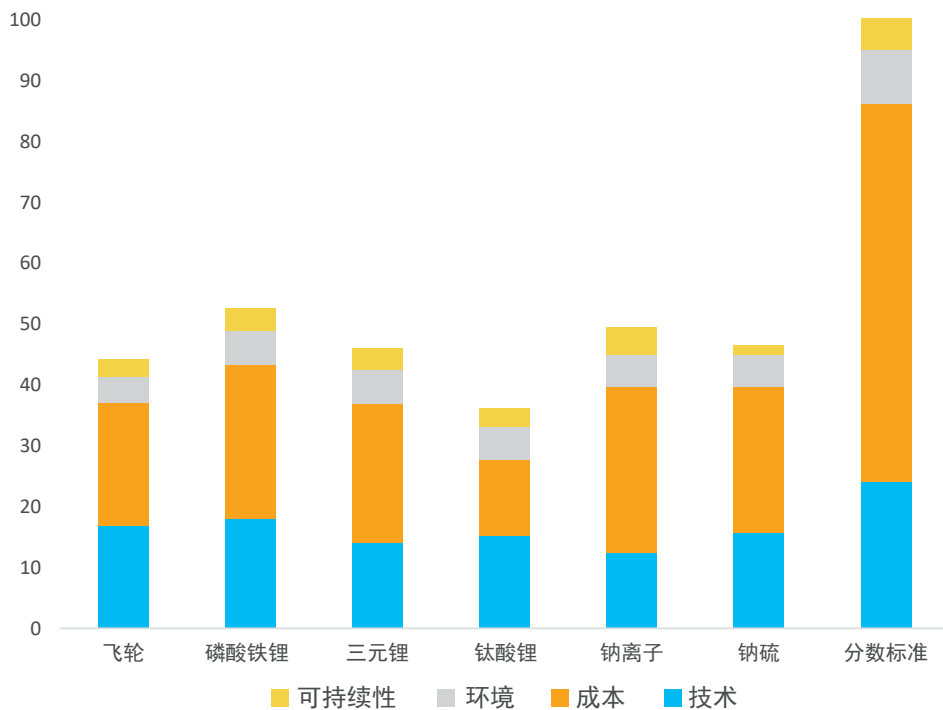


图 2-5：适合场景 2 的 6 种储能技术排名

适合共享储能（场景 3）的 9 类储能技术分为 2 个层次，压缩空气、抽蓄、全钒液流、铁铬液流得益于技术及成本优势，得分均超过 60，处于“一般”和“较好”之间；其他技术处于“较差”和“一般”之间。具体排名如下：压缩空气 > 抽蓄 > 铁铬液流 > 全钒液流 > 磷酸铁锂 > 钠离子 > 钛酸锂 > 钠硫 > 三元锂。

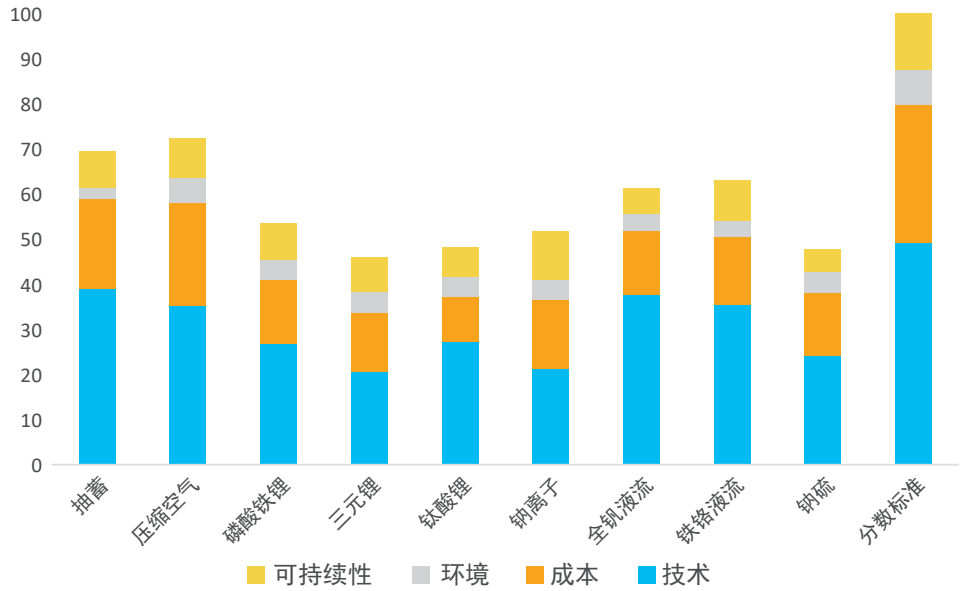


图 2-6: 适合场景 3 的 9 种储能技术排名

磷酸铁锂、三元锂、钛酸锂、钠离子 4 种电化学储能可同时适用于上面的 3 种场景。由于指标权重和场景相关，所以同一技术在不同场景下得分不同；4 种技术都是在辅助火电调频场景（场景 1）下得分最高，说明这 4 类电化学储能更适合短时的快速调节的场景。

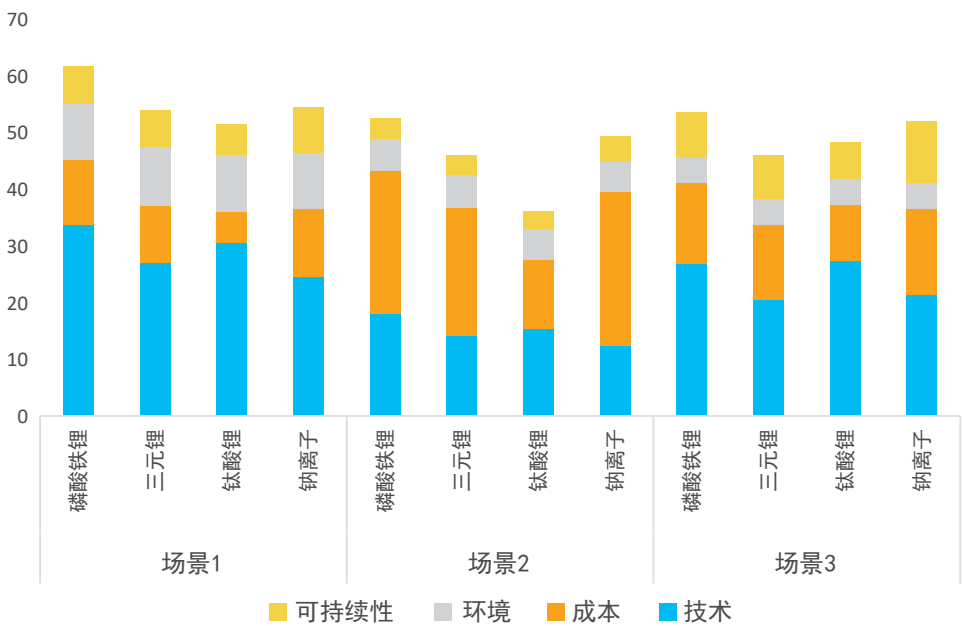


图 2-7: 3 种场景都适用的 4 种储能技术对比



目前发电侧储能的应用以单一技术为主，火储联合调频商业化程度最高，但规模有限；新能源单独配储，成本由新能源场站单独承担，经济性最差；目前发电侧的主要调节需求是 2~4 小时的调峰，大规模的共享储能是目前及十四五发电侧储能的主要方式。

随着新能源装机的快速增长，单一的储能系统已不能够满足市场需求。利用两种或多种储能技术配合应用的混合储能可实现性能上的优势互补，满足不同应用场景、不同运行工况下的差异化需求，避免单一型储能功能制约和不足。混合储能系统将成为储能行业发展的必然趋势。

随着新版“两个细则”的逐渐落地，集中式新能源场站需具备惯量响应、一次调频、无功电压支撑等功能，响应快速、长寿命是这些场景的基本要求，飞轮、超级电容等功率型储能需求将越来越大。



# 3

## 发电侧储能综合价值 评估

# 3.1 价值构成及评估方法

## 3.1.1 价值构成

储能发挥的价值跨越了电力系统价值链（发电、输电、配电和用户）之间的界限，储能具有明显的“外部性<sup>4</sup>”。储能系统运行带来的外部影响会通过电网传导给其他主体，部分价值由于作用主体不易清晰界定导致储能运营商未获得这部分收益。储能价值可分为“直接价值”和“间接价值”两部分，“直接价值”指当前市场规则下，储能可获得的“可见”收益；“间接价值”指市场不完善情形下，无法货币化或无法由项目业主直接实现的价值。

表 3-1：发电侧三个典型场景下储能的“直接价值”和“间接价值”

应用类型	响应时间	时长要求	直接价值	间接价值
弃电增发 / 削峰填谷	分钟级	几小时	提升新能源富集地区送出水平，减少新能源弃电量，缓解调峰压力。	<ul style="list-style-type: none"><li>• 代替火电深度 / 启停调峰，提升机组安全性及寿命；</li><li>• 提高火电发电效率，节煤降碳；</li><li>• 延缓电网升级、扩建；</li><li>• 平滑负荷曲线，降低线损。</li></ul>
辅助一次调频	毫秒 ~ 秒	30 秒 ~ 几分钟	减少一次调频考核，满足并网要求	<ul style="list-style-type: none"><li>• 保障电网安全：在响应速率、输出稳定性、防范频率二次跌落等方面有显著优势；</li><li>• 相较基于新能源场站预留备用容量参与一次调频的策略，通过配储参与新能源一次调频可促进新能源消纳；</li><li>• 减少火电机组一次调频次数，提升机组安全性，提升发电效率，减少碳排放。</li></ul>

4 “外部性”是某个经济主体对另一个经济主体产生一种外部影响，而这种外部影响又不能通过市场价格进行买卖。

应用类型	响应时间	时长要求	直接价值	间接价值
辅助二次调频	几秒 ~ 十几秒	30 分钟 ~1 小时	提升火电燃煤机组响应速率、爬坡速率，提升系统整体调频能力	<ul style="list-style-type: none"> <li>火电机组受限于出力特性，频繁 AGC 调节造成的火电机组设备疲劳和磨损，降低机组安全性及使用寿命；</li> <li>火电机组频繁参与 AGC 调频，会降低发电效率，增加机组碳排放量，加剧电厂环保压力；</li> <li>快速调频资源如储能系统的引入，会带来电力系统调频资源总需求量的减少。</li> </ul>

### 3.1.2 价值评估方法

以区域电力系统为研究对象，通过比较该系统中有无储能两种情况下的生产运行成本以及社会效益的不同来计算储能的收益，能够更全面体现储能的实际价值，是储能经济性研究的必然趋势。

储能价值评估流程如下：

(1) **确定主要应用场景**：不同的场景对储能的容量、时长、响应时间等需求不同，分为单场景、复合场景。

(2) **场景需求分析**：分析该场景对储能的技术需求，包括功率、时长、响应时间、放电倍率等方面的需求。

(3) **效果评价标准**：基于系统实际需求，依据政策、标准、规范等相关规定，建立能够反映储能作用效果的一系列指标。

(4) **初步配储方案**：根据场景需求分析结果初步制定可供选择的储能配置方案，包括是采用单一储能还是混合储能、是集中式布置还是分布式布置、备选技术类型、容量和时长等。

(5) **优化求解**：综合考虑技术性能、经济性等多方面因素，采用智能优化算法求解容量和时长。

(6) **价值评估**：对综合储能价值进行定性和定量评估。

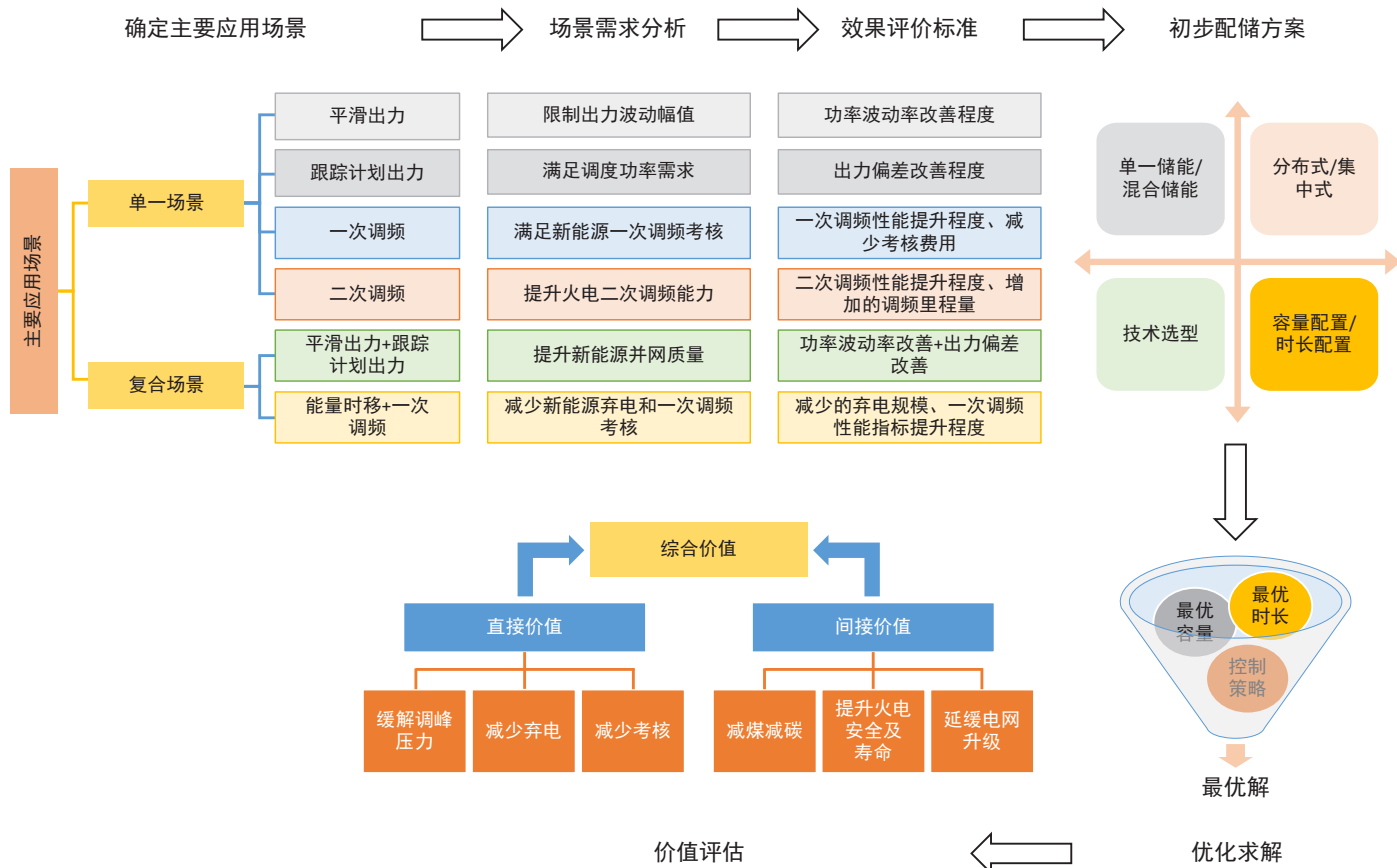


图 3-1: 储能价值评估流程

### 3.1.3 减煤减碳价值计算

目前，减煤减碳价值属于“间接价值”。无论是和火电机组配套，还是和风电、光伏发电配套，储能都具有减煤减碳价值，但不同场景下，储能的减煤减碳机理不同。

表 3-2：发电侧储能减煤减碳价值作用机理

价值类型	减煤减碳机理	发生频次
平滑出力波动		取决于波动程度
跟踪计划出力曲线	储能替代预留备用容量，增加新能源消纳	取决于预测精度
辅助一次调频		几十个循环 / 天
弃电增发 / 削峰填谷	储能替代火电调峰，可增加新能源消纳，提高火电发电效率	1~2 个循环 / 天
辅助二次调频	火储联合进行 AGC 调频，可提高火电发电效率，降低发电煤耗，降低度电碳排放强度	3~10 个循环 / 天

(1) 单位容量减煤量

$$\delta_{煤} = \frac{\Delta W_{煤}}{E_N} \times 100\% \quad (3-1)$$

$$\Delta W_{煤} = \lambda_{煤} S_{year} \quad (3-2)$$

式中： $\delta_{煤}$ —储能系统单位容量减煤量；

$\Delta W_{煤}$ —储能系统代替火电机组进行调峰、促进新能源消纳时，储能系统生命周期内减少的煤消耗量，kg；

$E_N$ —储能系统额定容量，kWh；

$\lambda_{煤}$ —煤耗系数，2021 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约为 0.3015 kg/kWh；

$S_{year}$ —储能系统生命周期内替代常规火电机组的调峰、促进新能源消纳电量，kWh。

(2) 单位容量二氧化碳减排量

$$\delta_{CO_2} = \frac{\Delta W_{CO_2}}{E_N} \times 100\% \quad (3-3)$$

$$\Delta W_{CO_2} = \lambda_{CO_2} S_{year} \quad (3-4)$$

式中： $\delta_{CO_2}$ —储能系统单位容量二氧化碳减排量；

$\Delta W_{CO_2}$ —储能系统代替火电机组进行调峰、促进新能源消纳时，储能系统生命周期内减少的二氧化碳排放量，kg；

$E_N$ —储能系统额定容量，kWh；

$\lambda_{CO_2}$ —二氧化碳排放系数，2021 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约为 0.828 kg/kWh<sup>[7]</sup>；

$S_{year}$ —储能系统生命周期内替代常规火电机组的调峰、促进新能源消纳电量，kWh。

表 3-3：火电机组发电煤耗与碳排放强度<sup>[8]</sup>

容量区间（万 kW）	平均煤耗（g/kWh）	平均碳排放强度（kgCO <sub>2</sub> /kWh）
≥60	320	0.838
30~60	340	0.891
20~30	365	0.965
10~20	415	1.087
≤10	430	1.127

## 3.2 典型省份商业模式及综合价值对比

### 3.2.1 山东

#### （1）商业模式分析

目前，山东储能以发电企业和第三方主体投资的独立储能为主，容量租赁、容量电价补偿、现货价差套利是其主要收益。

**容量租赁收入：**共享储能电站将储能系统容量租赁给风电、光伏企业，风光企业获得上网指标，储能企业仍具有储能系统的自主运营权和收益权。目前租赁费指导价为 330 元 /kW · 年，后期计划采用市场竞价方式，制定最高限价和最低保底价。

容量电价补偿：山东容量市场运行前，参与电力现货市场的发电机组容量补偿费用从用户侧收取。储能电站也可获取容量电价，采取日清月结，但政策对独立储能获取的容量补偿的标准有较大不确定性，考虑到储能时长问题，今年已对容量补偿标准进行两次修改，现为原容量补偿收入的 1/6。

现货市场价差套利：《山东省电力现货市场交易规则（试行）（2022 年试行版 V1.0）》允许独立储能可自主参与调频辅助服务市场或以自调度模式参与电能市场，在满足电网安全运行和新能源优先消纳的条件下优先出清，并接受现货市场价格<sup>5</sup>。

## （2）减煤减碳价值分析

山东十四五新型储能规划为 450 万 kW，假设锂电储能、压缩空气储能、液流电池储能分别为 250、150、50 万 kW。2021 年火电发电量占比为 71%，按以下假设条件测算得年减煤量 69 万吨，年减碳量 182 万吨。

表 3-4：山东十四五储能减煤减碳价值测算

假设条件	锂电池储能	压缩空气储能	液流电池储能
装机规模	250 万千瓦	150 万千瓦	50 万千瓦
放电时长	2 小时	4 小时	4 小时
单位容量投资	2000 元 /kWh	1500 元 /kWh	3000 元 /kWh
总投资	111 亿	90 亿	60 亿
等年值投资成本（折现率 7%）	15.8 亿	7.3 亿	6.6 亿
单位容量等年值成本 <sup>6</sup>	316 元 /kWh	121 元 /kWh	329 元 /kWh
综合效率	85%	70%	70%
日历寿命 / 循环寿命	10 年 /6000 次	30 年 /50000 次	15 年 /15000 次
放电深度（DOD）	90%	100%	100%
年调度次数	300 次	300 次	300 次
年放电电量	11.7 亿 kWh	12.6 亿 kWh	4.2 亿 kWh
年减煤量（发电煤耗 340g/kWh）	28.3 万吨	30.4 万吨	10.2 万吨
年减碳量（平均碳排放强度 0.9 kgCO <sub>2</sub> /kWh）	74.8 万吨	80.5 万吨	26.8 万吨

5 《山东电力现货市场交易规则（试行）》

6 山东储能以调峰应用为主，单位容量成本折算成 kWh

不同碳价、不同煤价下收益情况见下表。调峰场景下，得益于压缩空气低成本及更长的寿命，从减煤减碳价值来看，压缩空气储能技术优于锂电池储能，优于液流电池储能。

表 3-5：山东十四五储能减煤减碳收益构成

收益 / 亿元	技术类型	锂电储能	压缩空气	液流电池	合计
	减煤 收益	600 元 /t	1.70	1.82	0.61
800 元 /t		2.26	2.43	0.82	5.5
1000 元 /t		2.83	3.04	1.02	6.9
1200 元 /t		3.40	3.65	1.22	8.3
减碳 收益	20 元 /t	0.15	0.16	0.05	0.4
	40 元 /t	0.30	0.32	0.11	0.7
	60 元 /t	0.45	0.48	0.16	1.1
	80 元 /t	0.60	0.64	0.21	1.5

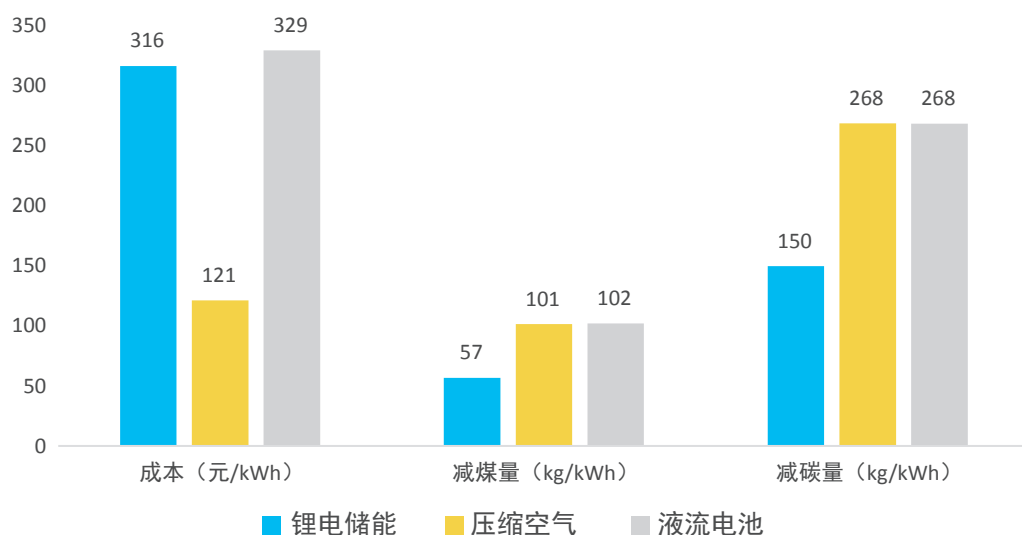


图 3-2：山东不同储能技术年单位容量成本及减煤减碳效果（主要用于调峰）



### 3.2.2 广东

#### (1) 商业模式分析

目前，广东储能以火储联调项目为主，主要采用合同能源管理合作模式，投资方负责项目投资、建设和运营，业主方（电厂）提供机组、项目场地，储能与机组联合参与调频市场获得的调频补偿收益由项目投资方和电厂业主按比例进行分配。收益包括调频容量收益、调频里程收益 2 部分。

按最新政策，独立储能和新能源配套储能都可参与电能量现货市场、区域调频和跨省备用等辅助服务市场。

#### (2) 减煤减碳价值分析

广东发电侧储能以火储联合调频为主，已经有接近 40 个项目对外公布（含规划、在建、投运项目），投运 29 个储能项目，共计 464MW，目前该市场已呈现“饱和效应”。假设“十四五”投运火储联合调频项目 564MW，独立储能项目 1436MW，2021 年火电发电量占比为 40%，按以下假设条件测算得年减煤量 28.8 万吨，年减碳量 76.3 万吨。

表 3-6：广东十四五储能减煤减碳价值测算

假设条件	火储项目	独立储能项目
装机规模	564MW	1436MW
放电时长	1/0.5 小时	2 小时
单位容量投资	3000 元 /kW	2000 元 /kWh
总投资	16.9 亿	64 亿
等年值投资成本（折现率 7%）	5 亿	9.1 亿
单位容量等年值成本 <sup>7</sup>	443 元 /kWh	317 元 /kWh
综合效率	85%	85%
日历寿命 / 循环寿命	10 年 /6000 次	10 年 /6000 次
年等效循环次数（90%DOD 下）	1800 次	300 次
火电每度电减煤量	3g/kWh <sup>8</sup>	/
年利用小时数	3500 小时	600 小时

7 广东火储联合调频市场已饱和，未来以能量型独立储能为主，单位容量成本折算成 kWh

8 根据调研，火储联合调频可提升火电发电煤耗 3~5g/kWh

假设条件	火储项目	独立储能项目
火电年发电量 / 储能放电电量	658 亿 kWh	6.7 亿 kWh
平均煤耗	/	340 g/kWh
平均碳排放强度	0.9kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.9CO <sub>2</sub> /kWh
年减煤量	19.7 万吨	9.1 万吨
年减碳量	52.2 万吨	24.1 万吨

不同碳价、不同煤价下收益情况见下表。独立储能调峰和火储调频两个场景相比，调频场景储能成本略高，但得益于利用率高，减煤减碳效果远优于调峰场景。

表 3-7：广东十四五储能减煤减碳收益构成

收益 / 亿元	技术类型	火储项目	独立储能	合计
减煤收益	600 元 /t	1.18	0.55	1.7
	800 元 /t	1.58	0.73	2.3
	1000 元 /t	1.97	0.91	2.9
	1200 元 /t	2.36	1.09	3.5
减碳收益	20 元 /t	0.10	0.05	0.2
	40 元 /t	0.21	0.10	0.3
	60 元 /t	0.31	0.14	0.5
	80 元 /t	0.42	0.19	0.6

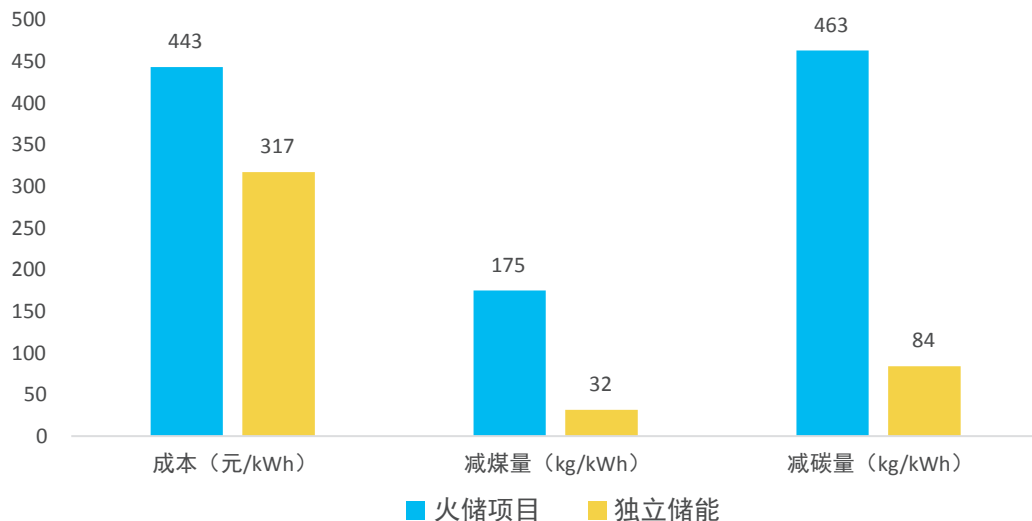


图 3-3：广东储能年单位容量成本及减煤减碳效果（火储调频 + 独立储能）

### 3.2.3 山西

#### （1）商业模式分析

山西作为国家首批电力现货市场建设试点省份，市场架构为“中长期 + 现货 + 辅助服务”，山西集中式现货市场由日前市场和实时市场组成，辅助服务开展了 AGC 调频、一次调频市场。

目前，山西有 11 个火储联合调频项目，市场已经呈现“饱和效应”，未来以发展独立储能为主，独立储能可同时参与现货市场、一次调频辅助服务市场。

**参与电力现货市场：**2022 年 6 月发布的《山西省电力市场规则汇编（试运行 V12.0）》允许独立储能以“报量报价”方式参与日前市场，具备条件时参与实时市场，暂不参与中长期市场和运营费用的分摊。2021 年 4 月~9 月，山西电力现货价差范围为 678~1150 元 /MWh，平均峰谷价差为 927 元 /MWh。

**参与一次调频辅助服务：**2022 年 5 月发布的《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》<sup>[9]</sup>在国内首次明确了独立储能电站可作为参与电力一次调频的市场交易主体，报价范围为 5~10 元 /MW。

## (2) 减煤减碳价值分析

山西发电侧储能以火储联合调频应用为主，市场基本上已饱和。未来一次调频是山西储能主要应用场景之一，一次调频规模按新能源装机<sup>9</sup>的一定比例计算<sup>10</sup>，假设飞轮和超级电容分别为100万千瓦。2021年火电发电占比为83%，按以下假设条件测算得年减煤量158万吨，年减碳量417万吨。

表 3-8：山西十四五储能减煤减碳价值测算

假设条件	火储项目	一次调频（新能源配储）		独立储能（现货套利）
	锂电	飞轮	超级电容	锂电
装机规模	11 万千瓦	100 万千瓦	100 万千瓦	389 万千瓦
放电时长	30min	1min	1min	2h
单位容量投资	3000 元 /kW	4000 元 /kW	1600 元 /kW	2000 元 /kWh
总投资	3.3 亿	40 亿	16 亿	173 亿
等年值投资成本（折现率 7%）	1 亿	3.8 亿	2.3 亿	24.6 亿
单位容量等年值成本 <sup>11</sup>	909 元 /kW	380 元 /kW	230 元 /kW	632 元 /kW
综合效率	85%	85%	90%	85%
日历寿命 / 循环次数	10 年 /6000 次	20 年 /100 万次	10 年 /100 万次	10 年 /6000 次
年等效循环次数（90%DOD 下）	1800 次	6000 次	6000 次	300 次
年均新能源多消纳的电量（风电 1700h、光伏 1300h）	/	17 亿 kWh	13 亿 kWh	18.2 亿 kWh
火电每度电减煤量	3g/kWh	/	/	/
平均煤耗	/	340 g/kWh	340 g/kWh	340 g/kWh

9 2021年山西风电装机2123.25万千瓦，十四五规划风电装机3000万千瓦、光伏5000万千瓦左右。

10 根据《山西电力一次调频市场交易实施细则（试行）》（晋监能市场规[2022]1号）规定，山西一次调频按照运行日新能源场站预测最大发电出力的一定比例确定电网一次调频容量需求

11 山西储能以一次调频和现货套利为主，为了便于比较，单位容量成本折算成kW

假设条件	火储项目	一次调频（新能源配储）		独立储能（现货套利）
	锂电	飞轮	超级电容	锂电
平均碳排放强度	0.9kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.9kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.9kgCO <sub>2</sub> /kWh	0.9kgCO <sub>2</sub> /kWh
年减煤量（年发电小时数 3700h）	4.1 万吨	58 万吨	44 万吨	52 万吨
年减碳量	10.8 万吨	153 万吨	117 万吨	136 万吨

不同碳价、不同煤价下收益情况见下表。同样受储能利用率的影响，在减煤减碳效果上，辅助新能源电站一次调频最优，其次辅助火电二次调频，独立储能现货套利效果最差。

表 3-9：山西十四五储能减煤减碳收益构成

收益 / 亿元	技术类型	火储项目	一次调频（飞轮）	一次调频（超级电容）	独立储能（现货套利）	合计
减煤收益	600 元 /t	0.25	3.48	2.64	3.12	9.5
	800 元 /t	0.33	4.64	3.52	4.16	12.6
	1000 元 /t	0.41	5.80	4.40	5.20	15.8
	1200 元 /t	0.49	6.96	5.28	6.24	19.0
减碳收益	20 元 /t	0.02	0.31	0.23	0.27	0.8
	40 元 /t	0.04	0.61	0.47	0.54	1.7
	60 元 /t	0.06	0.92	0.70	0.82	2.5
	80 元 /t	0.09	1.22	0.94	1.09	3.3

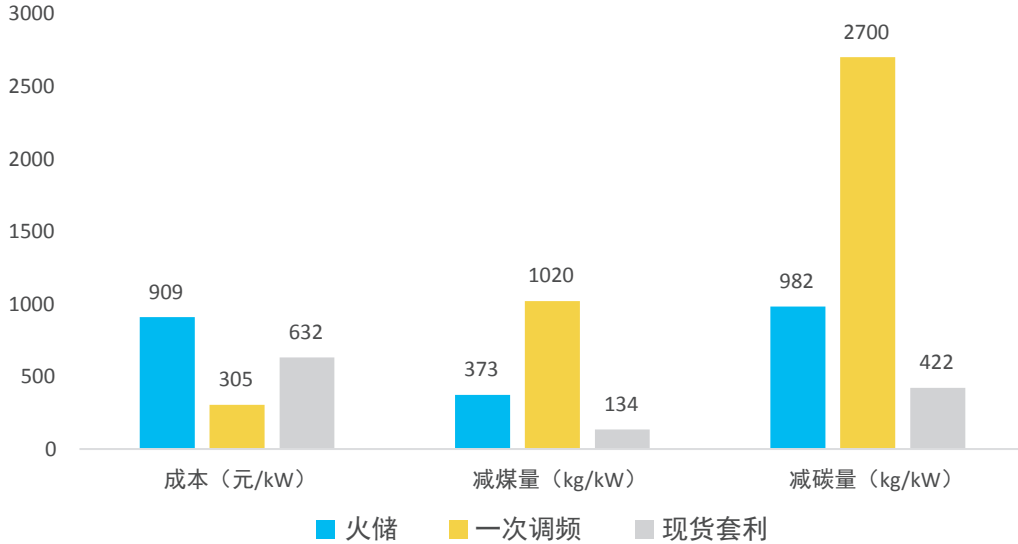


图 3-4：山西储能年单位容量成本及减煤减碳效果（火储调频 + 一次调频 + 独立储能）

### 3.2.4 甘肃

#### （1）商业模式分析

**容量租赁收入：**根据甘肃能监办发布《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（征求意见稿）》，独立储能在建设备案文件中应明确与相关新能源场站的配套关系，新能源企业租赁的储能容量，应满足新能源电场储能配置要求，租赁容量到期后应积极续签或通过自建满足项目储能配置要求，独立储能可以获得容量租赁收入。

**现货市场套利：**《甘肃双边电力现货市场规则汇编》（结算试运行暂行 V2.5）增加了储能参与现货市场规则，规定满足电网接入技术规范的独立储能电站，在优先满足新能源消纳和电网调节需求的基础上，可作为价格接受者，参与省内现货市场交易。

**辅助服务收入：**根据《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则（试行）》，独立储能可作为独立主体参与 AGC 调频辅助服务，报价上限暂定为 12 元 /MW。调峰辅助服务由电量交易转为调峰容量市场，采用“单边竞价，边际出清”的模式，补偿标准上限 300 元 /MW · 日。

#### （2）减煤减碳价值分析

甘肃因实际投运项目少、缺乏可参考数据，未对储能进行减煤减碳价值测算。

### 3.2.5 综合价值对比

对山东、广东、甘肃、山西 4 个省份综合价值进行对比分析如下。

表 3-10: 4 个调研省份发电侧储能综合价值对比

对比项		省份	山东	广东	山西	甘肃
现有装机			705.7MW	822MW	131.7MW	137.5MW
“十四五”规划装机			4500MW	2000MW	6000MW	6000MW
商业模式			多重服务	火储联合调频	火储联合调频、一次调频	多重服务
直接价值	容量收益	单位价格	300 元 /kW·年 60 元 / kW·年 <sup>12</sup>	/	/	上限 300 元 /MW·日
		频繁程度	10 年、5 年	/	/	无法确定
	电量收益	单位价格	0.4~0.5 元 / kWh	<0.4 元 / kWh	>0.6 元 / kWh	<0.4 元 / kWh
		频繁程度	1 个循环 / 天	暂无	暂无	无法确定
	调节收益	单位价格	无法同时参与现货和辅助服务	5.5~15 元 / MW	5~10 元 / MW	15 元 / MW
		频繁程度	无	5~10 个循环 / 天	5 个循环 / 天、超过 5 个循环 / 天	无法确定
投资回收年限		8 年以上	3 年左右	3~5 年、2 年内	5 年左右	
间接价值	年减煤量		69 万吨	28.8 万吨	158 万吨	无法确定
	年减碳量		182 万吨	76.3 万吨	417 万吨	无法确定

储能价值的兑现程度，受电力市场建设进度及市场规则完善的影响，储能价值逐步得到认可。容量价值方面，山东独立储能参与现货市场可获得容量电价补偿，广东、山西、甘肃尚未出台容量价值补偿相关政策和市场机制；电能量价值方面，4 个现货省份都可获

12 容量租赁单价约为 300 元 /kW·年，容量电价补偿约 60 元 / kW·年



得价差收益，但价差收益有限，除山西外，其他 3 个省份价差不超过 0.5 元 /kWh；调节价值方面，目前储能主要应用一次调频和二次调频，收益性最好。

从调研数据来看，山东容量租赁收入、现货市场套利、辅助服务收入、容量补偿收入等多种收益来源；广东未来以发展独立储能为主，收益包括现货市场套利、调峰补偿；同广东类似，山西未来以发展独立储能为主，收益包括现货市场套利、一次调频补偿；甘肃最新政策允许独立储能参与调频、调峰容量市场，在优先满足新能源消纳和电网调节需求的基础上，可作为价格接受者，参与省内现货市场交易。

间接价值由于涉及多个主体，价值量难以测算，4 个省份基本尚未在间接价值方面得到补偿。在减煤减碳效果上，辅助新能源电站一次调频最优，其次辅助火电二次调频，储能调峰在减煤减碳上效果最差。山东主要是对调峰需求较大，按十四五 450 万 kW 规划装机测算，年减煤量 69 万吨，年减碳量 182 万吨；广东目前以火储联合调频为主，后续独立储能装机超过火储联合调频装机规模，按十四五 200 万 kW 规划装机测算，年减煤量 28.8 万吨，年减碳量 76.3 万吨；山西目前主要是火储联合调频应用，市场基本上已饱和，后续以独立储能参与调峰和一次调频为主，按十四五 600 万 kW 规划装机测算，年减煤量 158 万吨，年减碳量 417 万吨。甘肃由于缺乏足够的的数据，未对减煤减碳价值进行测算。



# 4

## 发电侧储能规模化发展的政策建议

## 4.1 面临的挑战

### （1）储能技术性能、经济性尚不能满足规模化应用要求

电力领域要求储能技术具有高安全、长寿命、高效率、低成本等特点，尽管目前储能技术众多，但不同储能技术性能差异较大，尚不能同时满足以上要求。

- 电化学储能装机占新型储能装机的 90% 以上，过去几年，全球发生超过 70 起储能安全事故，安全是电化学储能系统大规模应用中最突出、最受关注的问题。
- 系统运营一段时间以后，部分项目存在可用容量衰减超出预期，单体设备及系统寿命达不到设计值的情况。锂离子电池储能，循环寿命在 10 年以内，低于风、光等新能源场站 25 年的使用寿命。
- 投运的储能电站实际效率偏低，锂电池储能平均系统效率一般低于 90%，液流电池储能、压缩空气储能系统效率也不超过 75%。
- 新型储能技术全寿命周期度电成本较高，部分储能技术的度电成本是抽水蓄能电站的 2 倍以上。

### （2）政策和市场机制是当前新型储能发展的关键制约因素

国外储能项目除了可获得可观的税收优惠或补贴外，还获得多方面的市场化收益，包括现货市场能量套利、辅助服务收益、容量收益等。国内储能财政补贴政策力度小，可参与的电力市场及获取的收益十分有限。

**储能参与现货市场：**目前，绝大多数省份尚未出台独立储能参与现货市场细则。新能源参与市场的规则不完善、参与市场的程度不高<sup>13</sup>、参与市场后价格普遍走低，新能源在市场中面临价格震荡、曲线波动、偏差考核、政策影响等多重风险，新能源配套的储能难以获得市场收益。

**储能参与辅助服务：**火储联合调频是发电侧储能唯一实现商业化的领域，市场空间小，不同项目收益差异大。国家能源局印发的新版“两个细则”规定辅助服务费用按服务对象分摊，补偿方式和分摊机制体现了“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，政策真正实现落地见效有待时日。

**储能容量价值实现：**部分省份开始了容量补偿机制的探索性工作。但目前有一些技术问题亟待解决，例如资源准入、费用分摊、价格确定等问题。如何对储能的容量价值予以认定，如何建立合理的市场化容量补偿机制是未来一段时期需持续、深入探索的课题。

13 2021 年新能源总体参与市场的比例为 30% 左右。

只有在政策和市场规则上消除储能参与电力市场的障碍，储能才能实现稳定、可持续发展。评估不同场景下各类储能的真实价值，合理制定规则实现利益相关主体的权责统一，是推动储能参与电力市场的重要保障。

### （3）发电侧储能运营收益不确定性较高

新能源进入电力市场规模有限，多数新能源配建储能由于缺少市场主体身份无法参与电力市场，主要靠减少弃电量获取收益，回报率低，电站方主动投资配套储能的动力不强。火储联合调频是目前市场化程度最高、投资回报相对较好的应用领域，配置电池储能可以有效改善火电机组的调频性能，降低机组被考核风险，增加火电厂调频收益，但也面临着市场规模有限、市场机制不完善等问题。

## 4.2 市场机制建议

---

### （1）研究设立新的辅助服务品种，出台或完善新型储能参与辅助服务市场规则

随着可再生能源接入电力系统比例的增加，以及火电机组的逐步关停，电力系统惯量供应不足，且频率控制、电压控制等将成为新的挑战，各地有必要结合实际情况，探讨快速调频、爬坡、惯量支撑、备用等各类辅助服务品种的设立，制定储能参与新的辅助服务品种的市场规则；研究建立电力辅助服务评价体系，合理设定电力系统对调节资源的需求规模、市场规则，科学认定和评价储能在电力辅助服务中发挥的作用。



## （2）允许储能参与各细分市场并进行收益叠加

尽管储能应用价值日渐清晰，但是在目前储能设备成本仍然相对较高的情况下，仅靠单一收益尚无法保证项目实现良好的投资回报。由于储能本身的技术特性，决定了其具备参与多个细分电力市场，提供多重服务，获得多重收益的能力。允许储能以多种方式（储能 + 新能源、储能 + 火电、独立储能）灵活参与多个细分市场，如现货 + 调频、调峰 + 调频等，使其能够在各类市场中进行灵活交易，充分发挥其灵活性和系统价值。

## （3）制定完善发电侧储能参与现货市场规则

由于可再生能源的间歇性、随机性和波动性，现有的新能源电价机制不能充分发挥储能的价值。要加快推动新能源参与电力现货市场，建立储能与新能源联合参与市场的交易机制。逐步放宽准入条件、允许市场主体由被动向主动参与现货交易（由价格接受者逐步向报量报价）过渡。

## （4）针对大规模的独立 / 共享储能电站，研究建立容量补偿机制

目前电力市场的建设刚刚起步，相关政策和规则还不完善，尚不能支持以调峰或价差套利为主要收益来源的大规模独立储能完全通过市场回收成本。研究过渡阶段独立 / 共享储能容量补偿机制，识别技术类型、储能时长、投资成本、使用寿命等影响容量补偿标准制定的关键因素，建立容量补偿标准制定依据及动态调整办法。

## （5）以市场化手段引导储能实现多重经济收益

确保新型电储能参与各类市场、提供多种服务并实现多重市场收益的叠加，是提升新型电储能项目经济效益的关键。统筹协调、促进不同市场、不同品种间的联通和市场规则机制间的衔接，避免出现交割环节资源调用冲突等情况。推动新型电储能基于自身特点、系统需求变化和市场价格波动，在不同市场间自主决策、自由转换、自行交易，实现经济收益最大化。

## （6）尽快建立和完善体现储能绿色价值的政策体系

储能不同应用场景下减煤、减碳机理不同，研究储能不同应用场景下的绿色价值测算方法和评价体系，尽快建立体现储能绿色价值的政策体系，理顺“电 - 证 - 碳”市场的关系，建立“电 - 证 - 碳”市场协同机制，使储能的绿色价值得到充分体现，推动新能源和储能协同发展。

## 4.3 技术发展建议

### （1）尽快推动应用于不同时间尺度场景的储能技术研发和应用

当前，新型储能应用以 2 小时为主，随着新能源渗透率的不断提高，4 小时以上、30 分钟以下不同时间尺度的储能需求会越来越大。4 小时以上时间尺度上，推动压缩空气、液流电池从示范验证走向规模化应用，通过技术迭代升级，实现长时储能低成本、长寿命的应用需求。30 分钟以下时间尺度上，在不显著增加成本的前提下，研发 2C 及以上充放电倍率、6000 次以上的系统循环效率的电池储能，推动飞轮、超级电容从技术研发、项目示范向规模化应用，实现短时储能高安全、长寿命、高倍率的应用需求。

### （2）加快推动混合储能技术研发及示范应用

目前，锂离子电池储能系统全寿命周期循环次数在 6000 次左右，在诸如一次调频、二次调频等动作频繁的场景，一般不到 2 年就需要更换部分或全部电芯，即使不考虑循环次数和衰减因素，10 年左右的日历寿命也无法和风电、光伏 20 年以上的寿命相匹配。

不同储能技术在容量规模、响应时间、响应速度、投资成本及循环寿命等方面存在差异，利用两种或多种储能技术配合应用可实现性能上的优势互补，避免单一型储能功能制约和不足。建议研发锂电 + 飞轮、锂电 + 超级电容等混合储能的优化配置、能量管理、协同控制等技术，加快制定混合储能设计、安装、运行等相关标准，推动混合储能在电力系统中的应用。

### （3）聚焦支撑新型电力系统的储能系统集成与控制方案

规模化储能系统参与多个应用场景时，可能需要同时满足调峰、调频、紧急功率控制、无功支撑等功能需求，目前的通信和控制方案难以支撑大规模储能电站同时参与多个场景，实现多个目标的协同优化控制。建议加强储能系统在集成与站级调控方面的技术研发与攻关，包括挖掘储能系统的主动支撑能力、通过级联技术提升储能系统的潜力及对系统安全性的影响等，构建新型电力系统所需的储能提供主动支撑、惯性响应、电压无功调节方面的能力，形成一揽子系统集成以及站级调控策略。

## 4.4 项目管理建议

---

通过制定储能规划引导发电侧储能合理有序发展。规模化新能源接入及消纳是实现清洁、低碳能源体系的必然要求，但新能源的波动性、间歇性和不确定性也必然对电力系统的安全、高效运行带来重大影响。储能作为重要的灵活性资源，是中长期提升电力系统灵活性的关键选项之一。基于“十四五”电力需求以及电源发展趋势预测，对比各种灵活性选型，综合技术性能、经济性、规模等因素，制定储能规划，测算各地区合理的储能建设时序与规模，引导储能有序发展。

**推动发电侧储能规范化管理制度落实。**《新型储能项目管理规范（暂行）》对新型储能项目的规划引导、备案建设、并网运行、监测监督等各个方面提出了明确具体的要求，制订了一套科学、系统的管理规范，对于支撑新型储能规模化发展、促进以新能源为主体的新型电力系统建设、实现“碳达峰、碳中和”目标具有重大意义。当前新型储能技术在并网调度规则、产品检测认证等方面仍无明确标准，建议加快相关标准和管理制度的制定和落实。

**研究建立储能减煤减碳价值疏导机制。**建议相关部门加快推动储能在不同应用场景中的减碳价值核定方法与标准，并允许该价值在碳市场中进行交易；在电力系统中引入低碳目标，推动电力调度机构细化“低碳电力调度”方式与细则。

# 5

## 结论与展望

## 5.1 研究发现

发电侧应用场景众多，多数场景处于初级示范阶段。发电侧储能应用场景包括平滑出力、跟踪计划出力、一次调频、二次调频、能量时移、无功电压支撑等多个场景。不同场景需求不同，目前只有二次调频实现了商业化，其他场景需求不确定，尚处于示范阶段，容量优化、SOC 控制、混合储能应用等技术尚不成熟，无法低成本满足场景需求，短期实现商业化应用的难度较大。

储能行业技术路线多，尚未形成终极技术体系，关键技术面临挑战。储能行业技术路线多样化，各技术间竞争激烈，技术迭代速度快，尚未形成终极技术体系，不同技术体系的迭代发展趋势给技术和项目投资带来了风险。从技术角度看，关键材料、制造工艺和能量转化效率是各种储能技术面临的共同挑战，在规模化应用中还要进一步解决稳定、可靠、耐久性的问题，一些重大技术瓶颈还需要持之以恒的解决。

储能的多重价值不能得到充分发挥。不同场景对储能性能要求不同，储能要实现多重应用价值，接入电网接受统一调度是基础，在规划设计阶段还要考虑未来的多场景应用需求。现有发电侧储能主要应用于火储联合调频、辅助调峰、一次调频等单一应用场景，商业模式单一，无法充分体现能量、容量和调节等多方面的价值，从而造成收益率低下。

短时、高频应用场景下减煤、减碳价值最高。储能在不同应用场景下的减煤、减碳价值作用机理不同：辅助新能源电站一次调频，储能通过替代预留备用容量实现减煤减碳；辅助火电二次调频，储能通过提高火电发电效率实现减煤减碳；弃电增发 / 削峰填谷，储能通过替代火电启停调峰、深度调峰实现减煤减碳。在减煤减碳效果上，辅助新能源电站一次调频最优，其次辅助火电二次调频，储能调峰在减煤减碳上效果最差。

考虑多种不确定性的储能综合评价理论和评价方法有待进一步完善。储能具有提高可再生能源消纳量，提高能效利用水平，提高电力系统灵活性、安全性、稳定性等多重应用价值，并且储能的價值认定和众多因素相关，且处于动态变化中。在很大程度上，电能量和辅助服务的定价并不能使储能所有者将大部分价值内部化。

主要利益相关者对储能的價值不了解或了解有限。不同时期、接入位置不同的发电侧储能，发展逻辑、价值构成、收益主体、成本疏导方式、商业模式都不相同。价值认定是市场化发展的基础，评估不同条件下各类储能的真实价值，合理定价并实现受益主体的权责统一，是完善市场规则的前提条件。现有市场和监管框架尚未充分考虑储能这一新的市场主体，可能会抑制储能发挥作用及未来发展。



## 5.2 发展展望

以储能和调峰能力为基础支撑的新增电力装机发展机制、各省相继出台的鼓励或强制新能源配建储能的政策决定了储能与可再生能源融合发展最具潜力。联盟预测到2025年、2030年，新型储能装机达到55.9GW、166.8GW，发电侧储能装机将达到22.4GW、75.1GW。

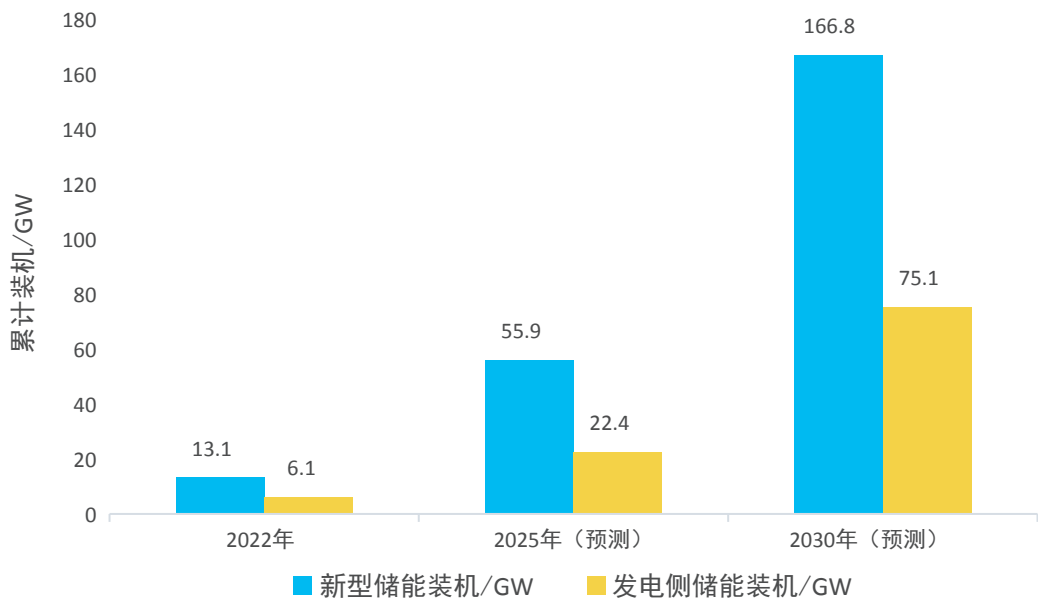


图 5-1：新型储能和发电侧储能装机规模预测

预测新型储能系统初始投资成本在2030年之前还具有相当的下降潜力，钠离子、飞轮、磷酸铁锂有60%、60%、25%的下降空间，压缩空气和全钒液流有37%、40%左右的下降空间。

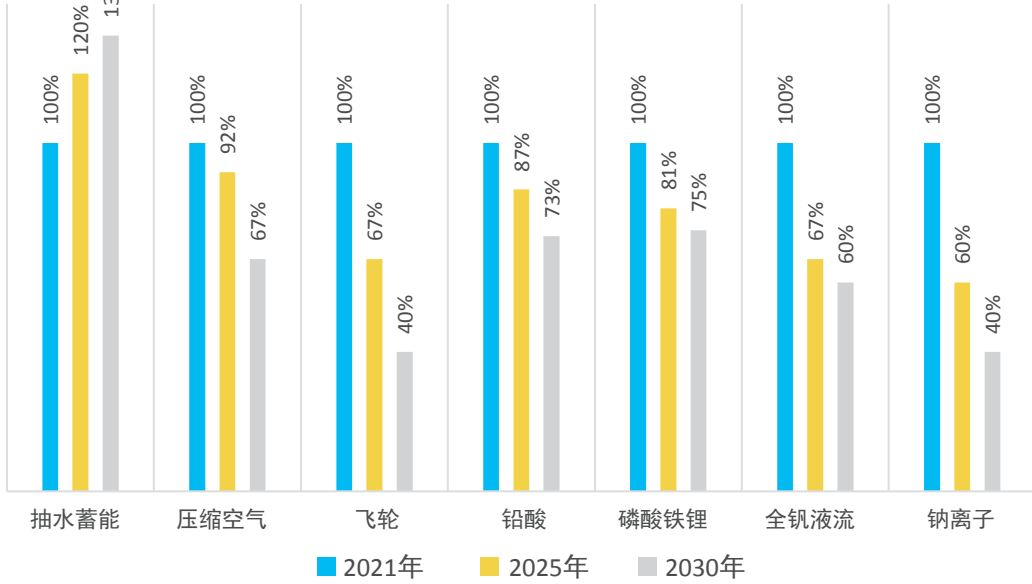


图 5-2：几种储能技术初始投资成本变化趋势预测

2021 年，新能源发电量占总发电量的比例为 12%，预测 2030 年会超过 20%。2021 年新增的新型储能平均储能时长为 2.0 小时，预测随着新能源渗透率的提高，电力系统对 4 小时以上储能需求逐渐增加，储能时长会由当前 2 小时增长到 2030 年的 3.2 小时。

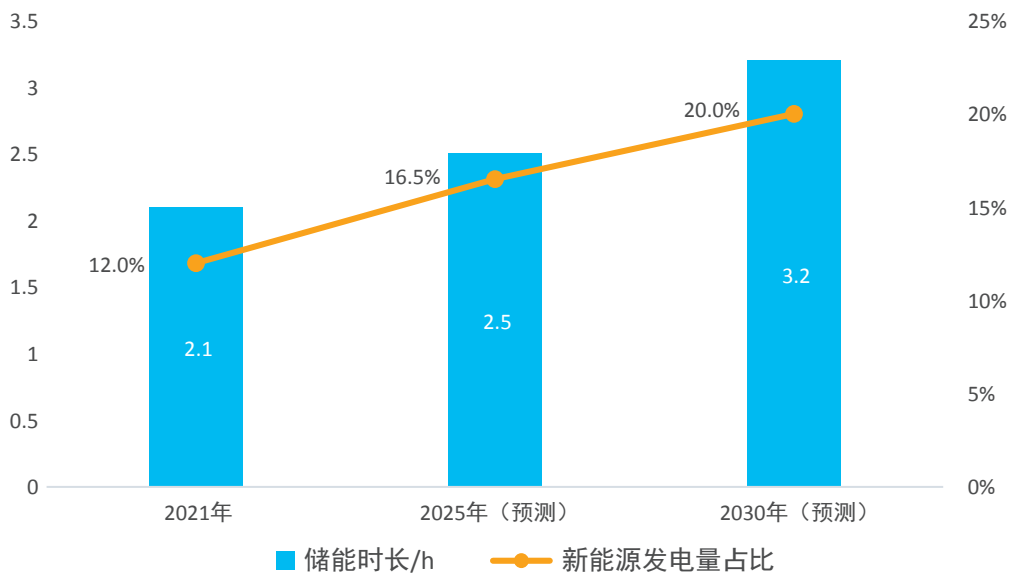


图 5-3：新型储能时长预测

近两年，在新能源迅猛发展和强制配储政策推动下，发电侧储能装机迅猛增长，但项目经济性差、商业模式不清晰一直未得到解决。随着政策允许配建形式存在的发电侧项目通过与所属电源联合或通过技术改造转为独立储能项目参与市场，多个省份开展了符合本省实际情况的商业模式探索，未来发电侧储能参与电力市场的广度、深度将得到极大的拓展，奠定储能市场化、规模化发展的基础。

随着储能减煤、减碳等绿色价值测算方法和评价体系、“电-证-碳”市场协同机制的完善，体现储能绿色价值的政策体系有望逐渐建立并完善起来，储能的绿色价值在储能整体收益中占比不断上升，实现新能源和储能更好的融合发展。

---

## 参考文献

---

- [1] 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2023 (摘要版) [Z].
- [2] 陈海生, 李泓, 徐玉杰, 等. 2022 年中国储能技术研究进展 [J]. 储能科学与技术, 2023, 12 (5) : 1516-1552.
- [3] 电力规划设计总院. 中国电力发展报告 2020.[R]. 北京: 人民日报出版社, 2021.
- [4] 中国电力企业联合会, 中国电力行业年度发展报告 2022.[R]. 北京: 中国建设科技出版社, 2022.
- [5] 康重庆、陈启鑫、夏清. 低碳电力系统理论与应用 [M]. 北京: 科学出版社, 2019.
- [6] 国家能源局山西监管办公室, 《山西电力一次调频市场交易实施细则 (试行)》 (晋监能市场规 [2022]1 号).

# 附录



附图 1：储能技术评价指标体系

附表 1：场景 1 辅助火电调频指标权重

一级指标	权重 $W_{Ci}$	二级指标	权重 $W_{Cij}$	$W_{ij}$
技术指标	0.467	发展阶段	0.378	0.177
		充 / 放电响应时间	0.276	0.129
		放电倍率	0.155	0.072
		火灾危险性	0.133	0.062
		自放电率	0.059	0.028
成本指标	0.277	平准化电力成本	0.655	0.181
		建设周期	0.055	0.015
		系统寿命	0.173	0.048
		成本下降潜力	0.117	0.032
环境指标	0.160	单位容量占地面积	0.240	0.038
		体积能量密度	0.550	0.088
		环境友好性	0.210	0.034
可持续性指标	0.095	核心技术自主化水平	0.717	0.069
		关键资源制约	0.205	0.019
		回收再利用难度	0.077	0.008

附表 2：场景 2 新能源独配储能指标权重

一级指标	权重 $W_{Ci}$	二级指标	权重 $W_{Cij}$	$W_{ij}$
技术指标	0.240	发展阶段	0.447	0.107
		充 / 放电响应时间	0.276	0.066
		放电倍率	0.139	0.033
		火灾危险性	0.087	0.021
		自放电率	0.051	0.012

一级指标	权重 W <sub>Ci</sub>	二级指标	权重 W <sub>Cij</sub>	W <sub>ij</sub>
成本指标	0.621	平准化电力成本	0.655	0.407
		建设周期	0.055	0.034
		系统寿命	0.173	0.107
		成本下降潜力	0.117	0.073
环境指标	0.087	单位容量占地面积	0.240	0.021
		体积能量密度	0.550	0.048
		环境友好性	0.210	0.018
可持续性指标	0.053	核心技术自主化水平	0.717	0.038
		关键资源制约	0.205	0.011
		回收再利用难度	0.077	0.004

附表 3：场景 3 共享储能指标权重

一级指标	权重 W <sub>Ci</sub>	二级指标	权重 W <sub>Cij</sub>	W <sub>ij</sub>
技术指标	0.492	发展阶段	0.215	0.106
		充 / 放电响应时间	0.150	0.074
		放电倍率	0.041	0.020
		火灾危险性	0.511	0.251
		自放电率	0.082	0.040
成本指标	0.306	平准化电力成本	0.478	0.146
		建设周期	0.138	0.042
		系统寿命	0.256	0.078
		成本下降潜力	0.128	0.039
环境指标	0.078	单位容量占地面积	0.128	0.011
		体积能量密度	0.276	0.022
		环境友好性	0.595	0.046
可持续性指标	0.125	核心技术自主化水平	0.588	0.074
		关键资源制约	0.323	0.040
		回收再利用难度	0.089	0.011

附表 4：底层指标评价标准

评价指标	评语	很好 (100)	较好 (80)	一般 (60)	较差 (40)	很差 (0)	
		发展阶段	/	规模化发展	商业化初期	示范应用	技术研发
技术指标	充 / 放电响应时间	秒	≤0.1	1	5	60	≥60
	放电倍率	C	≥4C	2C	1C	0.5C	≤0.25C
	火灾危险性	/	戊	丁	丙	乙	甲
	自放电率	%/天	≤0.5%/天	2.5%/天	5%/天	7.5%/天	>10%/天
成本指标	平准化电力成本	元 / kWh	≤0.2	0.4	0.6	0.8	≥1
	建设周期	年	≤1	2	3	4	≥5
	系统寿命	年	≥25	20	15	10	≤5
	成本下降潜力	%	≥40%	30%	20%	10%	≤0
环境指标	单位容量占地面积	m <sup>3</sup> /MWh	≤20	65	110	155	≥200
	体积能量密度	Wh/L	≥500	350	200	50	≤10
	环境友好性	/	优	良	中	差	很差
可持续性指标	核心技术自主化水平	/	很高	较高	一般	比较低	很低
	关键资源制约	/	很低	比较低	一般	较高	很高
	回收再利用难度	/	很容易	比较容易	一般	较难	很难





## 联系我们

地址：中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5927-0688

传真：+86 (10) 5927-0699

 再生纸印刷